

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК 621.311 _____

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ В.А. Попов
« ____ » _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
спеціалізації Системи забезпечення споживачів електричною енергією**

**на тему: «Аналіз впливу джерел розосередженої генерації на втрату
потужності в розподільних електричних мережах»**

Виконав (-ла): студент (-ка) VI курсу, групи ОЕ-81мп

Шевцов Артем Юрійович

(прізвище, ім'я по батькові)

(підпис)

Науковий керівник к.т.н., доц. Ткаченко В.В.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д.

(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент проф., Шевчук С.П.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Студент (-ка) _____

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний
інститут імені Ігоря
Сікорського»**

Інститут/факультет Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва)

Кафедра електропостачання
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Шевцову Артему Юрійовичу**

1. Тема дисертації: «Аналіз впливу джерел розосередженої генерації на втрату потужності в розподільних електричних мережах»
науковий керівник дисертації к.т.н., доц. Ткаченко Вадим Владиславович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом по університету від «04» листопада 2019 р. №3814-с
2. Строк подання студентом дисертації 15 грудня 2019 року
3. Об'єкт дослідження режими роботи міської розподільної електричної мережі.
4. Предмет дослідження (Вихідні дані – для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою) можливості підвищення ефективності функціонування міських розподільних мереж шляхом впровадження джерел розосередженої генерації.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1) проаналізувати стан та особливості функціонування міських розподільних електричних мереж; 2) виконати огляд існуючих методів формування графік джерел розосередженої генерації; 3) розробити комплекс моделей для вирішення задачі оптимізації втрат електричної енергії в міських розподільних мереж; 4) вибрати оптимальне місце підключення джерела розосередженої генерації до міської розподільної електричної мережі; 5) вибрати оптимальний час роботи джерела розосередженої генерації.
6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: схема розподільної

електричної мережі на якій проводять розрахунок та аналіз впливу джерел розосередженої генерації, графіки електричного навантаження однозмінного підприємства, графік електричного навантаження житлового будинку, графіки генерації джерела розосередженої генерації
 7.Орієнтовний перелік публікацій 1) Шевцов А.Ю. Аналіз впливу джерела розосередженої генерації на втрату потужності в розподільних електричних мережах. II науково-технічна конференції магістрантів ІЕЕ Київ, 21–22 листопада 2019 р.

8.Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 31 травня 2019 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Отримання завдання	31.05.2019	Виконав
2	Аналіз літературних джерел	18.06.2019	Виконав
3	Робота над першим розділом	21.07.2019	Виконав
4	Робота над другим розділом	15.09.2019	Виконав
5	Робота над третім розділом	04.11.2019	Виконав
6.	Розробка стартап проекту	18.11.2019	Виконав
7.	Оформлення дисертації	25.11.2019	Виконав
8.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	9.12.19-13.12.19	Виконав
9.	Передзахист МД	10.12.19-15.12.19	Виконав
10.	Захист дисертації	16.12.19-20.12.19	Виконав

Студент

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Структура і обсяг роботи: дисертація викладена на 91 сторінці, складається зі вступу, 4 розділів та висновку. У роботі міститься 20 рисунків, 16 таблиць, список використаних джерел із 28 найменувань на 3 сторінках. При виконанні дисертації використовувалося програмне забезпечення ІВК – СЕС 2.0, AutoCad та MS Excel.

Актуальність теми. В енергетиці України розвиваються нові технології, впроваджуються інформаційні і діагностичні системи, сучасні засоби вимірювань і управління. В наш час перед споживачами стоїть вибір: орієнтуватися на централізовані джерела або використовувати автономну енергетику. В Україні впроваджується розосереджена генерація на основі активного використання альтернативних джерел енергії: води, сонця, вітру і т.п. Станом на 1 січня 2015 року в Україні встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики, яким встановлено «зелений» тариф, становила 1462,2 МВт, з яких у 2014 році було введено 280,6 МВт. За 6 місяців 2017 року в Україні введено 126,5 МВт потужностей об'єктів відновлюваної електроенергетики. Для порівняння, за весь 2016 рік встановлено 121 МВт таких потужностей. Фактично, за півроку запущено даних проектів більше, ніж за весь 2016 рік.

Невпинне зростання частки розосередженої генерації (РГ), у тому числі й відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у структурі генерування електроенергії розвинених країн світу зумовлено перевагами РГ над традиційною «великою» енергетикою. Так, у деяких країнах частка ВДЕ сягає 50 % (без врахування гідроелектростанцій) від загального обсягу виробленої електроенергії. Та деякі переваги РГ, як наприклад, зменшення втрат електроенергії в електричних мережах (ЕМ), досягаються при визначенні оптимальних місць встановлення та потужності джерел розосередженої генерації, інакше підключення РГ до ЕМ в неоптимальному місці може викликати, зокрема, й переобтяження елементів цієї мережі та погіршення профілю напруги.

Відома ціла низка методів розв’язання цієї задачі, але незважаючи на величезну кількість досліджень у цій сфері проблема оптимального розміщення РГ не є повністю вирішеною навіть у розвинених країнах. Особливості ЕМ України потребують дещо інших підходів до визначення оптимального розміщення РГ тому ця тема є актуальною.

Мета і завдання дослідження. *Метою* дослідження є підвищення ефективності режимів роботи міських розподільних мереж середньої напруги за рахунок вибору оптимального місця підключення джерел розосередженої генерації. Можливості підвищення ефективності функціонування міських розподільних електричних мереж шляхом застосування найбільш раціонального графіка роботи джерела розосередженої генерації.

Задачі дослідження:

- проаналізувати стан та особливості функціонування міських розподільних електричних мереж;
- виконати огляд існуючих методів формування графік джерел розосередженої генерації;
- розробити комплекс моделей для вирішення задачі оптимізації втрат електричної енергії в міських розподільних мереж;
- вибрати оптимальне місце підключення джерела розосередженої генерації до міської розподільної електричної мережі;
- вибрати оптимальний час роботи джерела розосередженої генерації.

Об’єкт дослідження – режими роботи міської розподільної електричної мережі.

Предмет дослідження – можливості підвищення ефективності функціонування міських розподільних електричних мереж шляхом впровадження джерел розосередженої генерації.

Методи дослідження. Основу виконаних досліджень склали такі методи:

– *системний аналіз* – для властивостей функціонування міських розподільних електричних мереж для визначення факторів, які впливають на рівень втрат електричної енергії;

– *математичне та комп'ютерне моделювання* режимів роботи міської розподільної електричної мережі для формування задачі мінімізації втрат електричної енергії.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Реалізовано комплексний підхід до вирішення питань встановлення, часу використання джерел розосередженої генерації та їх впливу на втрату потужності.

2. Запропоновано модель дослідження впливу джерел розосередженої генерації на втрати потужності в розподільних електричних мережах.

3. Проведено аналіз роботи джерел розосередженої генерації на втрату потужності в розподільних електричних мережах та вибрано оптимальне місце підключення ДРГ.

4. Вибрано оптимальний час використання джерела розосередженої генерації.

Практичне значення одержаних результатів. У магістерській дисертації отримано наукові результати, які мають цінність при впровадженні джерел розосередженої генерації електропередавальною організацією, в експлуатації якої знаходяться розподільні електричні мережі напругою 6 – 10 кВ. Розроблено модель для дослідження впливу джерел розосередженої генерації на втрату потужності в розподільних електричних мережах.

Особистий внесок. Наукові положення, які є у магістерській дисертації, отримано магістрантом самостійно. У працях, опублікованих у співавторстві, автору належить розробка системного підходу до аналізу роботи джерел розосередженої генерації на втрати потужності в розподільних електричних мережах.

Апробація результатів роботи. Результати досліджень, вкладених у дисертаційній роботі було висвітлено на II науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ (Київ, 21–22 листопада 2019 р.).

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи відображено в одній публікації:

– Шевцов А.Ю. Аналіз впливу джерела розосередженої генерації на втрату потужності в розподільних електричних мережах. II науково-технічна конференції магістрантів ІЕЕ Київ, 21–22 листопада 2019 р.

Ключові слова: *системи електропостачання, розподільні електричні мережі, втрати потужності, джерела розосередженої генерації, режими роботи.*

ABSTRACT

Structure and scope of work: The dissertation is presented on 91 pages, consists of an introduction, 4 sections and a conclusion. The work contains 20 drawings, 16 tables, lists of used sources of 28 names on 3 pages. Dissertation games used the software IVK - SES 2.0, AutoCad and MS Exel.

Actuality of theme. New technologies are being developed in the Ukrainian energy sector, information and diagnostic systems, modern measurement and control systems are being implemented. Nowadays, consumers have a choice: focus on centralized sources or use autonomous energy. In Ukraine there is a widespread generation based on the active use of alternative energy sources: water, sun, wind, etc. As of January 1, 2015, the installed capacity of renewable energy facilities in Ukraine, which set a "green" tariff, amounted to 1462.2 MW, of which 280.6 MW was introduced in 2014. For the 6 months of 2017, 126.5 MW of capacity of renewable energy facilities was introduced in Ukraine. For comparison, 121 MW of such capacity has been installed throughout 2016. In fact, in the last six months these projects have been launched more than in the whole of 2016.

The steady increase in the share of dispersed generation (WG), including renewable energy sources (RES) in the electricity generation structure of developed countries of the world, is due to the WG's advantages over traditional "large" energy. Thus, in some countries the share of RES reaches 50% (excluding hydroelectric power plants) of the total amount of electricity produced. But some of the benefits of WG, such as reducing electricity losses in power grids (EM), are achieved when determining the optimal installation locations and power of distributed generation sources, otherwise connecting the WG to the EM in the sub-optimal location can cause, in particular, overloading of elements of this network and deterioration voltage profile.

There are a number of methods for solving this problem, but despite the vast amount of research in this field, the problem of optimal WG placement is not fully resolved even in developed countries. The features of EM Ukraine require several other approaches to determine the optimal placement of WGs, so this topic is

relevant.

The purpose and objectives of the study. The purpose of the study is to increase the efficiency of modes of operation of urban distribution networks of medium voltage due to the choice of the optimal place of connection of sources of dispersed generation. Possibilities of increase of efficiency of functioning of urban distribution electric networks by application of the most rational schedule of work of the source of the dispersed generation.

Research objectives:

- to analyze the status and features of the operation of urban electricity distribution networks;
- to review the existing methods of forming the schedule of sources of dispersed generation;
- to develop a set of models for solving the problem of optimization of electricity losses in urban distribution networks;
- to choose the optimum location of connection of the source of the distributed generation to the city distribution electric grid;
- to choose the optimum time of operation of the source of dispersed generation.

Object of research – is the modes of operation of the city electrical distribution network.

Subject of research – is the possibility of increasing the efficiency of the operation of urban electricity distribution networks by introducing sources of dispersed generation.

Research methods. The basis of the performed research was the following methods:

- system analysis - for the properties of functioning of urban distribution electric networks to determine the factors that influence the level of electricity losses;
- mathematical and computer simulation of modes of operation of the city distribution electric network for the purpose of formation of the problem of

minimization of electricity losses.

Elements of scientific novelty of the obtained results.

1. A comprehensive approach to solving the issues of installation, time of use of distributed generation sources and their impact on power loss is implemented.
2. The model of research of influence of sources of the distributed generation on power losses in the distribution electric networks is offered.
3. The analysis of the operation of the sources of dispersed generation for power loss in the distribution power grids and the optimal connection location of the DRG is selected.
4. The optimum time of use of the distributed generation source is selected.

The practical value of the results.

In the master 's thesis the scientific results are obtained, which are of value in the implementation of sources of dispersed generation by an electric transmission organization, in operation of which there are 6 - 10 kV electrical distribution networks. A model was developed to investigate the effect of distributed generation sources on power loss in distribution grids.

Personal contribution. The scientific provisions contained in the master's thesis are obtained by the master's student independently. In the works published in the co-authorship, the author belongs to the development of a systematic approach to the analysis of the operation of the sources of distributed generation on the power loss in the distribution electrical networks.

Approval of the results of work. The results of the research submitted in the dissertation were reported at the Second Scientific and Technical Conference of IEU undergraduates (Kyiv, November 21-22, 2019).

Publications. Materials of dissertation work are reflected in one publication:
– Shevtsov A.Yu. Analysis of the influence of the source of dispersed generation on the power loss in the distribution electric networks. Second Scientific and Technical Conference of IEU Undergraduate Students Kyiv, November 21-22, 2019.

Key words: *power supply systems, distribution networks, power losses,*

sources of dispersed generation, operating modes.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВЕИХ СКОРОЧЕНЬ	14
ВСТУП.....	15
1. ОГЛЯД СТАНУ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ З ТОЧКИ ЗОРУ РЕГУЛЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ	19
1.1 Розподільні мережі. Стан та особливості розподільних мереж.....	19
1.2 Загальні відомості про джерела розосередженої генерації	22
1.3 Аналіз зміни структури генеруючих потужностей в Україні	31
Висновок до 1 розділу.....	38
2. МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ ОЦІНЮВАННЯ РЕЖИМІВ ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	40
2.1 Загальні положення розрахунків режимів розподільних електричних мереж	40
2.2 Параметри і схеми заміщення розподільних електричних мереж.....	42
2.3 Загальні відомості про комплекс програми ІВК-СЕС 2.0	43
2.4 Розрахунок режиму і втрат потужності в розподільних електричних мережах.....	50
2.5 Розвантаження джерел живлення.....	56
2.6 Розрахунок втрат електричної енергії.....	58
2.7 Проведення класифікації графіків електричних навантажень за режимними характеристиками	60
Висновки до 2 розділу	64
3. АНАЛІЗ ВПЛИВУ ДЖЕРЕЛА РОЗОСЕРЕДЖЕНІ ГЕНЕРАЦІЇ НА ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ РАЙОНУ МІСТА	65
3.1 Вибір оптимального місця підключення джерела розосередженої генерації.....	65
3.2 Вибір оптимального часу використання джерела розосередженої генерації.....	73
Висновки до 3 розділу	78
4. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ	79
4.1 Опис ідеї проекту	79
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	80

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	81
4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту.....	83
4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту	84
Висновки до 4 розділу	85
ВИСНОВКИ	87
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	88

ПЕРЕЛІК УМОВЕИХ СКОРОЧЕНЬ

ДРГ – джерело розосередженої генерації;

ЄС – Європейський Союз;

КЛ – кабельна лінія;

ЛЕП – лінії електропередач;

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;

ЕМ – електрична мережа;

РМ – розподільна мережа;

ТП – трансформаторна підстанція;

РГ – розосереджена генерація;

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює регулювання у сферах енергетики і комунальних послуг;

СЕП – система електропостачання;

ТЕС – теплоелектростанції;

ТЕЦ – теплоелектроцентралі;

ГЕС – гідроелектростанції;

ГАЕС – гідроакумуючі електростанції;

АЕС – атомні електростанції.

ВСТУП

Актуальність теми. В енергетиці України розвиваються нові технології, впроваджуються інформаційні і діагностичні системи, сучасні засоби вимірювань і управління. В наш час перед споживачами стоїть вибір: орієнтуватися на централізовані джерела або використовувати автономну енергетику. В Україні впроваджується розосереджена генерація на основі активного використання альтернативних джерел енергії: води, сонця, вітру і т.п. Станом на 1 січня 2015 року в Україні встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики, яким встановлено «зелений» тариф, становила 1462,2 МВт, з яких у 2014 році було введено 280,6 МВт. За 6 місяців 2017 року в Україні введено 126,5 МВт потужностей об'єктів відновлюваної електроенергетики. Для порівняння, за весь 2016 рік встановлено 121 МВт таких потужностей. Фактично, за півроку запущено даних проектів більше, ніж за весь 2016 рік.

Невпинне зростання частки розосередженої генерації (РГ), у тому числі й відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у структурі генерування електроенергії розвинених країн світу зумовлено перевагами РГ над традиційною «великою» енергетикою. Так, у деяких країнах частка ВДЕ сягає 50 % (без врахування гідроелектростанцій) від загального обсягу виробленої електроенергії. Та деякі переваги РГ, як наприклад, зменшення втрат електроенергії в електричних мережах (ЕМ), досягаються при визначенні оптимальних місць встановлення та потужності джерел розосередженої генерації, інакше підключення РГ до ЕМ в неоптимальному місці може викликати, зокрема, й переобтяження елементів цієї мережі та погіршення профілю напруги.

Відома ціла низка методів розв'язання цієї задачі, але незважаючи на величезну кількість досліджень у цій сфері проблема оптимального розміщення РГ не є повністю вирішеною навіть у розвинених країнах. Особливості ЕМ України потребують дещо інших підходів до визначення оптимального розміщення РГ тому ця тема є актуальною.

Питання аналізу впливу джерел розосередженої генерації на розподільну електричну енергію є предметом дослідження таких науковців Л.М.Лук'яненко, І.С.Гончаренко, Б.В.Циганенко та інші.

Мета і завдання дослідження. *Метою* дослідження є підвищення ефективності режимів роботи міських розподільних мереж середньої напруги за рахунок вибору оптимального місця підключення джерел розосередженої генерації. Можливості підвищення ефективності функціонування міських розподільних електричних мереж шляхом застосування найбільш раціонального графіка роботи джерела розосередженої генерації.

Поставлена мета вимагає такі *завдання* дослідження:

- проаналізувати стан та особливості функціонування міських розподільних електричних мереж;
- виконати огляд існуючих методів формування графік джерел розосередженої генерації;
- розробити комплекс моделей для вирішення задачі оптимізації втрат електричної енергії в міських розподільних мереж;
- вибрати оптимальне місце підключення джерела розосередженої генерації до міської розподільної електричної мережі;
- вибрати оптимальний час роботи джерела розосередженої генерації.

Об'єкт дослідження – режими роботи міської розподільної електричної мережі.

Предмет дослідження – можливості підвищення ефективності функціонування міських розподільних електричних мереж шляхом впровадження джерел розосередженої генерації.

Методи дослідження. Основу виконаних досліджень склали такі методи:

- *системний аналіз* – для властивостей функціонування міських розподільних електричних мереж для визначення факторів, які впливають на рівень втрат електричної енергії;

– *математичне та комп'ютерне моделювання режимів роботи міської розподільної електричної мережі для формування задачі мінімізації втрат електричної енергії.*

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Реалізовано комплексний підхід до вирішення питань встановлення, часу використання джерел розосередженої генерації та їх впливу на втрату потужності.
2. Запропоновано модель дослідження впливу джерел розосередженої генерації на втрати потужності в розподільних електричних мережах.
3. Проведено аналіз роботи джерел розосередженої генерації на втрату потужності в розподільних електричних мережах та вибрано оптимальне місце підключення ДРГ.
4. Вибрано оптимальний час використання джерела розосередженої генерації.

Практичне значення одержаних результатів. У магістерській дисертації отримано наукові результати, які мають цінність при впровадженні джерел розосередженої генерації електропередавальною організацією, в експлуатації якої знаходяться розподільні електричні мережі напругою 6 – 10 кВ. Розроблено модель для дослідження впливу джерел розосередженої генерації на втрату потужності в розподільних електричних мережах.

Особистий внесок. Наукові положення, які є у магістерській дисертації, отримано магістрантом самостійно. У працях, опублікованих у співавторстві, автору належить розробка системного підходу до аналізу роботи джерел розосередженої генерації на втрати потужності в розподільних електричних мережах.

Апробація результатів роботи. Результати досліджень, вкладених у дисертаційній роботі було висвітлено на II науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ (Київ, 21–22 листопада 2019 р.).

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи відображено в одній публікації:

– Шевцов А.Ю. Аналіз впливу джерела розосередженої генерації на втрату потужності в розподільних електричних мережах. ІІ науково-технічна конференції магістрантів ІЕЕ Київ, 21–22 листопада 2019 р.

1. ОГЛЯД СТАНУ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ З ТОЧКИ ЗОРУ РЕГУЛЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ

1.1 Розподільні мережі. Стан та особливості розподільних мереж

Технічний прогрес у розвинених країнах світу спонукає цивілізацію до вирішення нагальних проблем суспільства, що пов'язані з енергоносіями. Один з нових світових напрямків в електроенергетиці це формування та розвиток розумних або інтелектуальних електричних систем (Smart Grid). Основним їх завданням є підвищення енергоефективності роботи енергетичного обладнання, якості і надійності електропостачання споживачів, виходячи з нових підходів до управління та процесу передавання електроенергії на основі модернізації всієї галузі електроенергетики. [1]

Електропостачання (*постачання електричної енергії, енергопостачання*) — це комплекс технічних засобів і організаційних заходів для забезпечення споживача електроенергією; надання електричної енергії споживачу за допомогою технічних засобів передачі та розподілу електричної енергії на підставі договору.

Система електропостачання міста включає елементи енергетичної системи, що забезпечують розподіл електроенергії споживачам. До міських електричних мереж відносяться:

- мережі електропостачання напругою 110 (35) кВ і вище, до складу яких входять кільцеві мережі зі знижуючими підстанціями (ПС), лінії і підстанції глибоких введів (під підстанцією глибокого вводу розуміється закрыта підстанція, яка розташована у житловій або промисловій зоні міста та живиться радіальною зарезервованою повітряною або кабельною лінією електропередачі);
- розподільні мережі напругою 10 (6)...20 кВ, до складу яких входять трансформаторні підстанції (ТП) і лінії, які з'єднують центри живлення з ТП та ТП між собою;
- розподільні мережі до 1000 В.

Мережа електропостачання виконує дві основні функції: здійснює

паралельну роботу джерел живлення і розподіляє енергію серед районів міста. Подібні мережі виконують у вигляді кільця. Напруга кільцевої мережі визначається розмірами міста. Для великих і дуже великих міст вона виконується на напругу 110...220 кВ.

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і районними та магістральними електричними мережами. Тому стан та функціонування розподільних електричних мереж впливають на показники надійності, якості і ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України. Протяжність електричних мереж таких класів напруги на сьогодні в Україні складає: 0,4 кВ – 449832 км; 6–10 кВ – 332568 км і має тенденцію до щорічного зростання. Саме до їх ефективності й має пряме відношення використання підвищених значень номінальних напруг в електричній мережі.

На сьогодні існує об'єктивна необхідність розв'язання задач удосконалення принципів побудови топології мереж за класами напруги та видами виконання, оптимізації режимів роботи з метою підвищення надійності, ефективності функціонування мереж та забезпечення нормативних показників якості електроенергії з урахуванням територіальних і адміністративних особливостей, інвестиційної політики, які мають забезпечити ефективне управління, модернізацію та динамічний розвиток електричних мереж з врахуванням світових тенденцій. Поставлені задачі вимагають свого розв'язання шляхом вибору оптимального напрямку розвитку розподільних електричних мереж на основі науково обґрунтованих технічних рішень з використанням сучасних методів та технологій. [2]

В умовах реформування відносин власності в енергетиці шляхи та напрямки розв'язання цих задач визначаються технічною політикою Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (протокол НТР від 14.09.2016 р.) як сукупністю дієвих інструментів, які зобов'язані реалізувати положення Закону України від 16.10.1997 № 575/97- ВР «Про

електроенергетику» в частині створення державою умов для розвитку і підвищення технічного рівня електроенергетики. [3]

Враховуючи сьогоденні реалії в країні і те, що процес заміни морально і фізично зношеного електрообладнання в електричних мережах, який за різними оцінками складає від 40 до 80 %, відбувався досить повільно, а на сьогодні він ще й уповільнився, при тому, що в містах невідомо зростає територіальна щільність навантаження, яка вже сягає в центрі Києва до 9...10 МВт/км² (середній по Києву 2,4 МВт/км² та 3,6 МВАр/км²), і як наслідок, підвищуються втрати електроенергії, на порядок денний постає питання перспективи розвитку розподільних мереж та ефективності їх роботи.

Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та зменшення втрат електроенергії в них як вагомих факторів ефективності функціонування.

На цей час одним з оптимальних рішень цього питання з економічної точки зору може бути комплексний підхід до реконфігурації мережі 6–10 кВ з підвищенням номінальної напруги до 20 кВ, створення центрів живлення та прокладання нових ліній електропередач підвищеної номінальної напруги з запровадженням якісно нового рівня автоматизації мережі.

В зв'язку зі значними втратами електроенергії в електричних мережах енергосистеми України, які сягають до 12...15 % від загального обсягу виробленої електроенергії, в тому числі у розподільних мережах – 6...9 %. В яких на теперішній час ще експлуатуються мережі напругою 6 кВ, заборонені до використання чинним стандартом ГОСТ 29322 (МЭК 38-83), втрати в яких перевищують 20 %, а напруга в фідерах має наднормативні відхилення та враховуючи підвищені вимогами до якості надання послуг електропостачання споживачам, які ставить «Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» (НКРЕКП). Необхідним є підвищення енергоефективності розподільних мереж 6–10 кВ шляхом переведення їх на вищий клас напруги 20 кВ з одночасною реконфігурації схеми мережі при наближенні фідерів напругою 20 кВ до

споживача для збільшення пропускної спроможності, зниження втрат електроенергії та покращення її показників якості.

На сьогодні розподільні електричні мережі напругою 6(10) кВ практично вичерпали резерв пропускної спроможності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП), як правило вимикачі 6(10) кВ мають механічний (пружинний) привід і не можуть бути обладнані телекеруванням. Мережі, як правило, дуже розгалужені, мають значну протяжність від 15 до 25 км, іноді до 50 км, секціонування їх практично всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів відсутнє.

Значна кількість технологічних порушень на об'єктах електричних мереж напругою 6(10) кВ електропередавальних організацій та низькі експлуатаційні показники мереж свідчать про те, що вони є слабокерованими з недостатнім рівнем використання автоматизованих систем оперативно-диспетчерського управління.

Добовий графік навантаження міських мереж досить нерівномірний і має різний вигляд у різних регіонах – обленерго. В мережах 6(10) кВ спостерігається досить високий рівень аварійності та технологічних порушень. Мережі перевантажені, інфраструктура не відповідає її завантаженню. Сучасне промислове та комунально-побутове електрообладнання досить вразливе як до короткочасних, так і довготривалих переривів електропостачання, що підсилює в рази економічні втрати від недовипуску електроенергії втратами від пошкодження обладнання та порушення технологічних процесів.

1.2 Загальні відомості про джерела розосередженої генерації

В енергетиці України розвиваються нові технології, впроваджуються інформаційні і діагностичні системи, сучасні засоби вимірювань і управління. В наш час перед споживачами стоїть вибір: орієнтуватися на централізовані джерела або використовувати автономну енергетику. В Україні

впроваджується розосереджена генерація на основі активного використання альтернативних джерел енергії: води, сонця, вітру і т.п. Станом на 1 січня 2015 року в Україні встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики, яким встановлено «зелений» тариф, становила 1462,2 МВт, з яких у 2014 році було введено 280,6 МВт. За 6 місяців 2017 року в Україні введено 126,5 МВт потужностей об'єктів відновлюваної електроенергетики. Для порівняння, за весь 2016 рік встановлено 121 МВт таких потужностей. Фактично, за півроку запуснено даних проектів більше, ніж за весь 2016 рік.

Розосереджені джерела енергії поділяються за рівнем впливу неконтрольованих факторів навколишнього природного середовища та первинними енергоносіями на :

- відновлювані джерела з слабо-керованим генеруванням – використовують відновлювані ресурси, але генерування значно відрізняється залежно від часу доби та погодних умов (вітрові електростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС));
- відновлювані джерела з керованим генеруванням – використовують відновлювані ресурси, мають стабільне генерування протягом встановленого проміжку часу (малі гідроелектростанції (МГЕС), геотермальні, біогазові установки тощо);
- не відновлювані джерела з керованим генеруванням – використовують здебільшого традиційні джерела енергії, але мають абсолютно керований процес генерування (когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та ін.).

Впровадження альтернативних джерел енергії в електроенергетичних системах, крім зниження шкідливого впливу на навколишнє середовище і вирішення проблем, що пов'язані з забруднення відходами під час виробітку електричної енергії, знизить використання природних ресурсів та розвантажить системо утворюючі і розподільні лінії електропередач. Однак відновлювальні джерела енергії мають і ряд недоліків. Так як електричні мережі проектувалися за умови централізованого електропостачання, то

розбудова в них ВДЕ породжує нетипові для попереднього періоду проблеми і питання. В першу чергу, велику роль відіграє нестабільне генерування ВДЕ через залежність від погодних умов. Отже виникає необхідність вдосконалення систем релейного захисту та автоматики з метою узгодження електропостачання від ВДЕ та живильних підстанцій електроенергетичної системи. Вплив ВДЕ на режими РЕМ суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиничної встановленої потужності ВДЕ та їх типу, а також від їх місця під'єднання в електричній мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

Зіставлення графіків електроспоживання і генерування такими відновлюваними джерелами, як СЕС та ВЕС, дозволяє говорити про низьку їх «стабільність» для забезпечення балансу потужності в електричній мереж, що відображено на рисунках 1.1, 1.2.

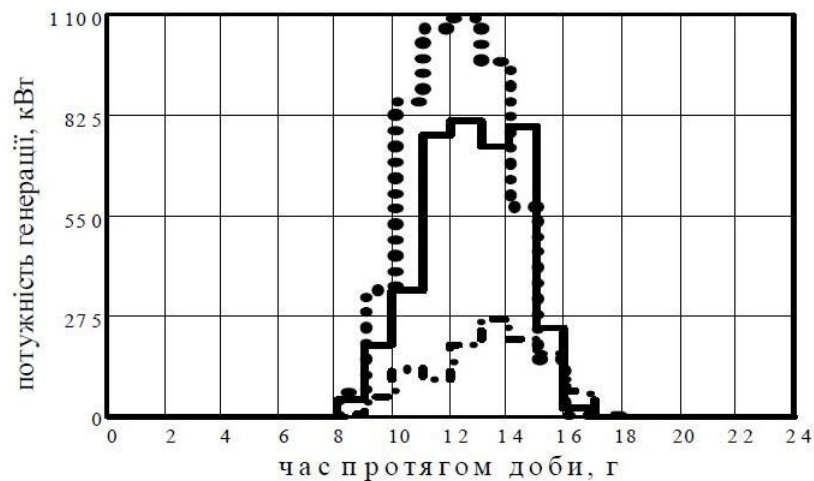


Рисунок 1.1 – Сезонна зміна добового графіка роботи СЕС [7]

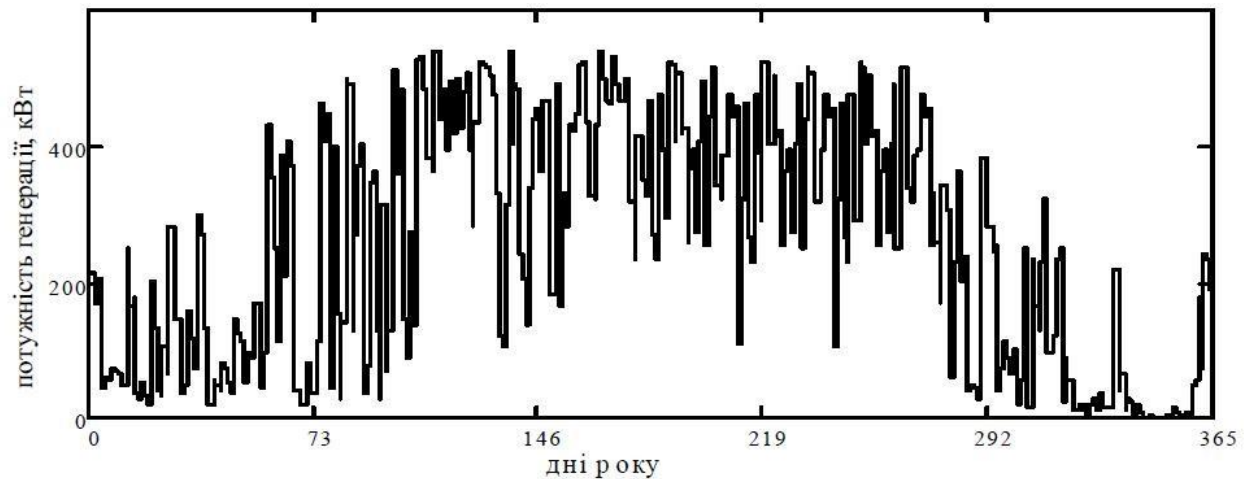


Рисунок 1.2 – Характер зміни середніх значень генерації СЕС, визначених за добовими графіками, протягом року [7]

В задачі забезпечення балансу потужності СЕС та ВЕС можна віднести до умовно регульованих джерел, тобто джерел з теоретичною можливістю зміни генерування в межах природних можливостей. Зазвичай практично таку можливість не використовують, оскільки в такому разі їхня економічна ефективність різко знижується. [7]

На сьогодні втрати електричної енергії в мережах енергопостачальних компаній України складають 11,5–12,1 % від її відпуску в електричну мережу, що більше ніж в США (6,5 %), Англії (8,6 %), Франції (4,5 %) і навіть в Росії (8,7 %). Визнано, що розподільні мережі є найбільш проблемним і затратним фактором електропостачання територій. Важливим напрямком впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є ВДЕ. Очевидно, що на значення втрат в ЕМ впливають як параметри ВДЕ, так і схеми їх приєднання, а також обсяг та графік споживання суміжних навантажень. Дослідження та обґрунтування ефективного застосування ВДЕ в електричних мережах розглядається в низці робіт. На рисунку 1.3 наведено можливі схеми приєднання ВДЕ в РЕМ, які суттєво відрізняються впливом на потоки потужності і, відповідно, на втрати потужності і електроенергії в мережі.

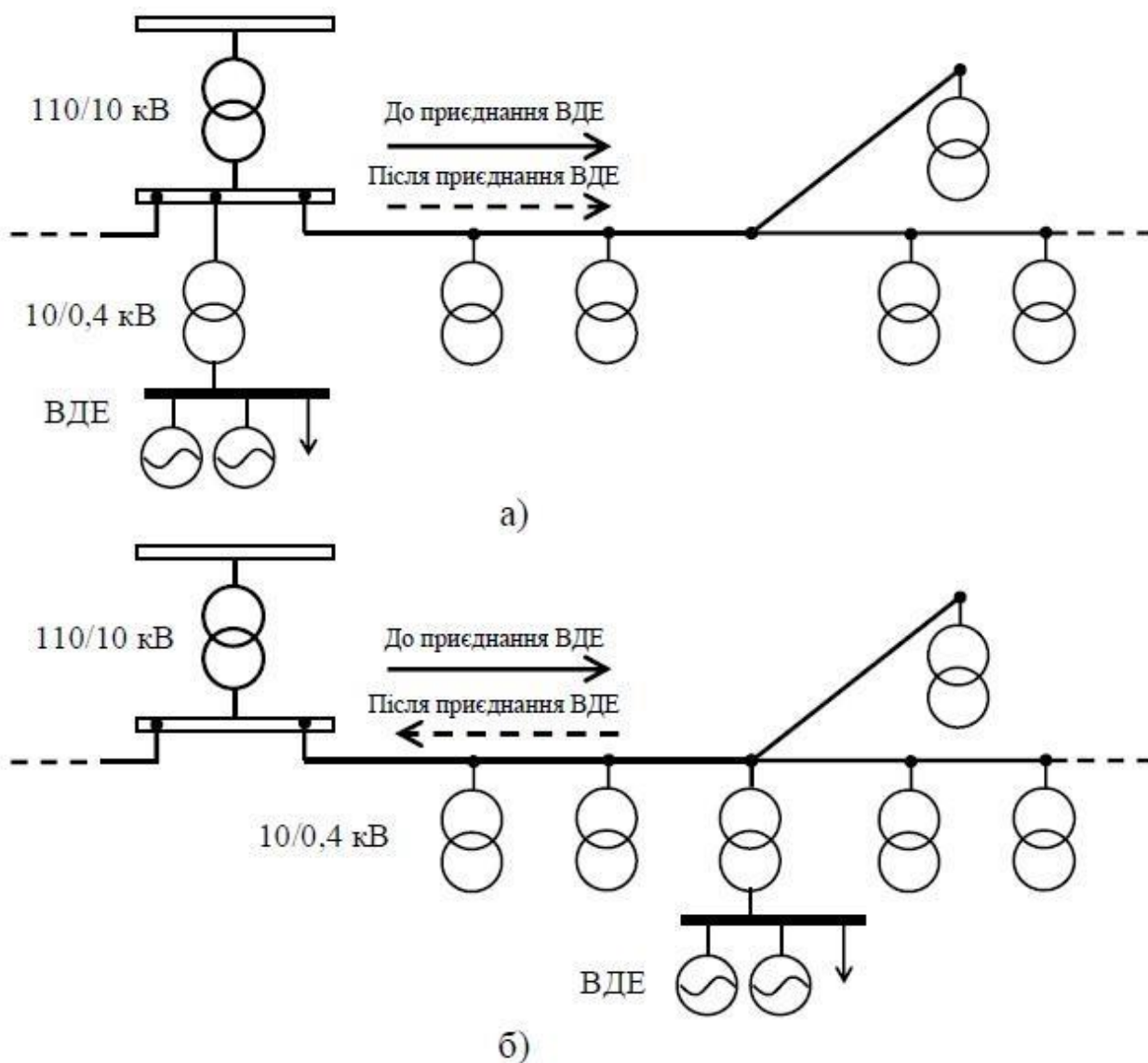


Рисунок 1.3 – Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

На рис. 1.3а ВДЕ приєднані до шин підстанції. В цьому випадку трансформатор розвантажується на потужність, яка виробляється ВДЕ, і в результаті зменшуються навантажувальні втрати в трансформаторі. В лініях електропередачі втрати не змінюються. У варіанті, показаному на рис. 1.3б, розвантажуються як трансформатор підстанції, так і частина ЛЕП, що забезпечує додаткове зменшення втрат потужності. Оскільки зменшується потік потужності, то зменшуються також втрати напруги, що сприяє покращенню рівнів напруги на шинах підстанцій. Виходячи з типових схем приєднання ВДЕ до розподільних мереж, за певних потужностей генерування вони частково компенсують потоки потужності, що зумовлені навантаженням

споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в розподільних мережах. [8]

Впровадження джерел розосередженої генерації (ДРГ) впливає на ланки розподілу в лініях енергосистеми (ЛЕС) та перетворює їх на активні елементи. Це призводить до необхідності внесення змін (або перегляду та модернізації) у прийнятті стратегії керування, експлуатації та планування структури та режимів ЛЕС. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно ретельно проаналізувати питання приєднання ДРГ до ЛЕС. Більшість ДРГ під'єднані до мережі за допомогою перетворювачів роду стуму. При підключенні ці перетворювачі повинні забезпечувати необхідну якість електричної енергії. Тим не менш, висока частота перемикання вентиляльних елементів в перетворювачах може зумовлювати додаткові гармоніки напруги та струму в ЛЕС та знижувати якість електричної енергії.

Встановлення джерел живлення РГ в ЛЕС неподалік від навантаження може змінювати напрямок потоків потужності. Встановлення ДРГ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в ЛЕС, що в основному залежить від місць розташування та потужності ДРГ в ЛЕС, їхнього $\cos\phi$, а також від топології (конфігурації) ЛЕС тощо. Можна виділити два різновиди впливу ДРГ на напругу в ЛЕС: вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЛЕС та вплив ДРГ на коливання напруги в ЛЕС. Встановлення ДРГ має досить суттєвий вплив на якість електричної енергії, а також на стабільність та надійність функціонування ЛЕС. Джерела розосередженої генерації призводять до зростання дози флікера, можуть генерувати гармоніки вищих порядків, а також впливають на провали напруги, що здебільшого пов'язано із типом генератора. [9]

Узагальнюючи вищевикладене, можна виокремити перелік обов'язкових заходів в системах з ДРГ: забезпечення постійного рівня частоти; забезпечення резервних потужностей (підвищення надійності); компенсація реактивної потужності (причиною появи якої є ДРГ з пристроями СЕ).

Водночас можна виділити наступні переваги для загальної мережі: забезпечення додаткових резервних потужностей енергосистеми при генерації електричної енергії в мережу; підвищення якості електропостачання (можливість автономного функціонування при аварійних відключеннях в енергосистемі); підтримка рівнів напруги та потужності в обмежених ділянках загальної мережі при генерації від ДРГ. Наочно параметри різних типів джерел розподіленої генерації наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристики ДРГ на основі НВДЕ [10]

Характеристика	СЕС	ВЕС	МГЕС	ГТУ	ПГУ	ДГ
Наявність	Залежно від географ. положення	Залежно від географ. положення	Залежно від географ. положення	Завжди	Завжди	Завжди
Вихідний сигнал	Постійний струм	Постійний/змінний струм	Змінний струм	Змінний струм	Змінний струм	Змінний струм
Керування	Некерований	Некерований	Некерований	Керований	Керований	Керований
Перетворювач	Перетворювач типу DC-DC-AC	Перетворювач типу AC-DC-AC	Синхронний або асинхронний генератор	Немає	Немає	Немає
Вид палива	Енергія сонця	Енергія вітру	Енергія річок	Природний та біогаз	Природний та біогаз	Продукти нафтопереробки
ККД	6-20%	1-35%	92-94%	30-45%	20-40%	30-45%
Можливість роботи по графіку	Немає	Немає	Немає	Високий	Високий	Високий

Отже, якщо ДРГ використовуються тільки як резервні джерела живлення, то можна стверджувати, що надійність системи живлення підвищується. Але коли ДРГ працюють паралельно із системою, то надійність електропостачання споживачів у деяких випадках може знижуватись. Наприклад, зниження рівня надійності може відбуватися при високій концентрації ДРГ одного типу (при концентрації фотогальванічних елементів, потужність яких залежить від інтенсивності сонячного випромінювання). [10]

При цьому досить гостро постає проблема автономної роботи ДРГ. ДРГ, як правило, не призначені для живлення фрагментів ЕМ самостійно, бо вони не в змозі підтримувати заданий рівень якості електричної енергії та можуть наражати оперативний персонал на небезпеку. Тому випадки знеструмлення повинні виявлятися пристроями захисту ДРГ і останні повинні відключатися від електромереж. Можна зазначити, що встановлення ДРГ призводить до підвищення надійності електропостачання лише певних споживачів. Більш ефективним засобом підвищення надійності електропостачання при виникненні порушень є формування «енергоостровів», які не обмежуються лише джерелом розосередженої генерації і автономним навантаженням, а охоплюють певні фрагменти електромереж зі збалансованою генерацією та навантаженням. Основні проблеми, пов'язані з якістю електроенергії для кожного з типів джерел розосередженої генерації відзначені в табл. 1.2

Таблиця 1.2 – Проблеми з якістю електроенергії, викликані наявністю НВДЕ [10]

Проблеми порушення значень якості електроенергії пов'язані з джерелами РГ				
Порушення якості електроенергії	ВЕС	СЕС	МГЕС	ДГ
Провисання/стрибки напруги	+		+	+
Падіння/перенапруга	+			+

Продовження таблиці 1.2

Дисбаланс напруг		+		
Коливання напруги	+			
Гармоніки напруги	+	+	+	
Флікер	+	+		+
Гармоніки струму	+	+	+	
Переривчастий характер генерації	+	+		

Враховуючи зазначене, оптимальною з точки зору впровадження ДРГ в ЕМ України є побудова ЛЕС зі збалансованим енергопостачанням від різнорідних НВДЕ та ДРГ із забезпеченням надійної та стабільної їх роботи. Причому, збалансованість енергопостачання забезпечується двома типами ДРГ, – НВДЕ (СЕС, ВЕС, МГЕС ...) та ДРГ, що споживають традиційні енергоресурси (ДГ, ГТУ, ПГУ та ін.). Зумовлено це тим, що перший тип джерел, незважаючи на практично нульову собівартість первинного енергоресурсу, може мати різкозмінний характер генерації, пов'язаний зі зміною погодних умов, в той час як другий тип джерел має протилежні переваги та проблеми. Використанням комбінації цих типів ДРГ і забезпечується збалансований усталений режим генерації в ЛЕС. На сьогодні ЛЕС являють собою складні структури, основними елементами яких є різні типи ПЕЕ, генераторів, різноманітні навантаження та системи керування, у яких не можна знехтувати спотвореннями форм струму та напруги. В якості генераторів виступають джерела нескінченної (електромережа) та/чи скінченної (автономні джерела електроенергії, виходи інших перетворювачів) потужності (в залежності від режиму роботи). Різноманітність типів і параметрів навантажень визначаються широким спектром їх технологічного призначення.

1.3 Аналіз зміни структури генеруючих потужностей в Україні

Світова електроенергетика традиційно розвивалася шляхом централізації систем генерування при створенні все більш потужного енергетичного обладнання та його об'єднання в енергетичні комплекси. Як наслідок, були сформовані великі територіально протяжні енергетичні системи: європейська ENTSO-E, ЄЕС Росії, ОЕС України та інші. Головними складовими електроенергетичної системи (ЕЕС) є:

- об'єкти генерації електроенергії: теплоелектростанції (ТЕС), теплоелектроцентралі (ТЕЦ), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумуючі електростанції (ГАЕС), атомні електростанції (АЕС), блок-станції, відновлювані джерела енергії (ВДЕ);
- об'єкти трансформації та передачі електроенергії (силові підстанції, магістральні, міждержавні та розподільчі електромережі тощо);
- система управління і регулювання постачання електроенергії.

Основою електроенергетики країни є Об'єднана ЕЕС України, яка здійснює централізоване енергозабезпечення електроенергією внутрішніх споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, забезпечуючи експорт та імпорт електроенергії магістральними і міждержавними лініями електропостачання.

В останні роки спостерігається стійка тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетики сталого розвитку. Так, аналізуючи зміну генеруючих потужностей ОЕС України за останні роки, що показано в табл. 1.3, можна побачити, що наряду з майже сталим значенням сумарної встановленої потужності електростанцій, значно зросла величина потужностей електростанцій на ВДЕ. Лише за період з 2010 по 2014 роки, було введено в експлуатацію більше 50 нових генеруючих об'єктів, з яких 16 мають встановлену потужність < 1 МВт, 12 – в діапазоні від 1 до 5 МВт та 5 – від 5 до 10 МВт. Усі ці електростанції відносяться до об'єктів малої енергетики і найбільш вагомий вплив мають саме на режими роботи СЕП напругою 10(6) та 0,38 кВ.

За даними Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження, в Україні зараз знаходяться 5 підприємств, що займаються виробництвом електроенергії з біогазу загальною потужністю 3,785 МВт, і 2 – з біомаси, потужністю 4,2 МВт. Також в країні працюють 73 малі гідроелектростанції і два гідроенергетичні об'єкти із загальною потужністю 70,816 МВт. В Україні функціонують 11 вітрових електростанцій (з них 7 у Криму, 2 – в Донецькій області, по одній в Миколаївській та Херсонській областях) загальною потужністю 371,7 МВт. Сонячних наземних електростанцій в Україні – 17 (по одній у Вінницькій, Черкаській, Луганській областях, решта – в Криму) і ще одна фасадна належить ТОВ "Вінниця-Енергосервіс". Сумарна встановлена потужність сонячних станцій становить 563,4 МВт.

Таблиця 1.3 – Зміна встановлених потужностей генеруючого обладнання ОЕС України [12]

Тип електростанції		Сумарна встановлена потужність електростанцій								
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ТЕС	МВт	27257	27347	27272	27408	27616	27700	27 735	27 903	28 019
ГК	%	51,47	51,44	51,16	50,97	50,67	50,6	49,4	49	48,3
ТЕЦ	МВт	6368,3	6426,9	6429,8	6482,8	6642,2	6678	6 728	6 732	6 969
	%	12,03	12,09	12,06	12,05	12,19	12,2	12	11,8	12
ГЕС	МВт	4552,0	4596,9	4603,5	4609,7	4610,6	4563	4 600	4 624	4 662
	%	8,60	8,65	8,64	8,57	8,46	8,3	8,2	8,1	8
ГАЕС	МВт	861,5	861,5	861,5	861,5	861,5	862	1 186	1 186	1 337
	%	1,63	1,62	1,62	1,60	1,58	1,6	2,1	2,1	2,3
АЕС	МВт	13835	13835	13835	13835	13835	13835	13835	13835	13835
	%	26,12	26,02	25,95	25,73	25,39	25,3	24,7	24,3	23,9
НВДЕ	МВт	84,0	94,3	308,8	580,6	935,1	1097	2 033	2 635	3 143
	%	0,16	0,18	0,58	0,98	1,71	2	3,6	4,6	5,4
Разом	МВт	52957	53161	53310	53777	54500	54735	56 116	56 914	57 965
	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Встановлені потужності ВДЕ в Україні мають тенденцію до щорічного

зростання (падіння у 2014 році спричинене втратою об'єктів енергетики у АР Крим та в зоні АТО). Середньорічний темп зростання встановленої потужності ВДЕ складає 31%. Станом на 1 січня 2017 року встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики в Україні, які працюють за «зеленим» тарифом, склала 1117,7 МВт. Потужність та темпи зростання об'єктів ВДЕ в Україні зображено на рис. 1.4. У 2016 році було введено в експлуатацію 120,6 МВт потужностей, з них найбільше об'єктів сонячної енергетики – 99,1 МВт та вітроенергетики 11,6 МВт. Об'єктів малої гідроенергетики та таких, що виробляють енергію з біомаси та біогазу було збудовано близько 3 МВт кожного. За даними НКРЕКП станом на кінець 2016 року галузь ВДЕ в Україні налічує вже 170 компаній та 291 об'єкти енергетики. Протягом 2016 року найбільший приріст продемонструвала сонячна енергетика – 36 нових суб'єктів і 47 нових об'єктів електрогенерації.

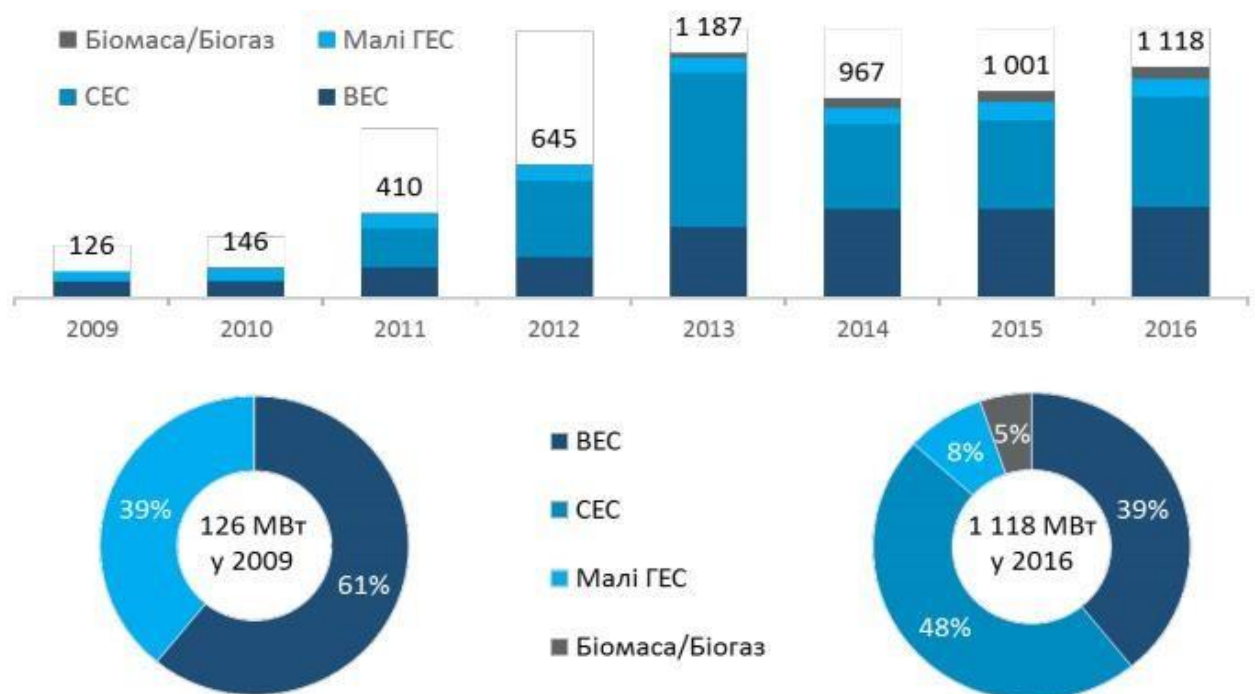


Рисунок 1.4 – Встановлена потужність об'єктів ВДЕ, що працюють за «зеленим» тарифом в Україні, МВт [12]

Сонячна енергетика

Динаміка розвитку сонячної електроенергетики є найбільшою серед ВДЕ в Україні. За виключенням втрат сонячних електростанцій внаслідок

анексії Криму (408 МВт) в Україні існує тенденція до щорічного зростання потужностей СЕС. У 2016 році встановлена потужність сонячних електростанцій збільшилась на 23%. Стрімкий розвиток СЕС в Україні обумовлений відносною простотою реалізації проектів (порівняно з іншими технологіями ВДЕ), істотним падінням цін на обладнання (вартість 1 кВт потужності становить близько 900-1000 дол) та короткими строками реалізації проекту (6 місяців разом з проектуванням). Хоча обсяг виробництва електроенергії сонячними електростанціями зростав у середньому на 3,5% протягом 2014-16 років, середня кількість годин роботи станцій на повну потужність за останні три роки знизилась до 928 годин у рік, як показано на рис.1.5, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності на рівні 10,6%.



Рисунок 1.5 – Виробництво електроенергії СЕС [12]

Вітрова енергетика

У 2014 - 2016 роках динаміка зростання потужностей вітрової енергетики була незначною. Оскільки ВЕС потребують досить великих

капіталовкладень та відносно багато часу на реалізацію проекту (2-3 роки), девелоперам було досить складно розвивати проекти в умовах економічного спаду та низької інвестиційної привабливості України у останні 3 роки. За цей період в країні було встановлено трохи більше 11 МВт нових потужностей. Генерація електроенергії на об'єктах ВЕС дещо зменшилась за останні 3 роки останні роки і станом на кінець 2016 року склала 925 млн кВт*год, як показано на рис.1.6, що відповідає 2 117 годин роботи на повну потужність (24.2% - коефіцієнт використання встановленої потужності).

Малі ГЕС

Встановлені потужності у секторі малої гідроенергетики зростають невеликими темпами – за 4 роки було введено в експлуатацію 17МВт. У зв'язку із зменшенням рівня води у річках виробіток електроенергії малими ГЕС скоротився за останні 4 роки з 286 до 189 млн кВт*год. Станом на кінець 2016 року показники продуктивності залишаються низькими – 2 100 годин роботи на повну потужність, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності у 24%. Детально діаграму вироблення електроенергії малими ГЕС в період з 2013 по 2016 роки представлено на рис. 1.7.



Рисунок 1.6 – Виробництво електроенергії ВЕС [12]



Рисунок 1.7 – Виробництво електроенергії малими ГЕС [12]

Впровадження ДРГ в СЕП, зокрема побудованих на основі використання ВДЕ, крім зниження екологічного навантаження на навколишнє середовище та вирішення багатьох проблем, пов'язаних з викидами і відходами при виробництві електроенергії, дозволить, по-перше, суттєво підвищити ефективність використання первинних ресурсів та - в майбутньому – знизити вартість електричної енергії, по-друге, розвантажити як системоутворюючі, так і розподільні електричні мережі, і нарешті, «підштовхнути» процес модернізації об'єктів електроенергетики і тим самим, підвищити надійність електропостачання. [13]

З метою стимулювання споживача до використання нетрадиційних та ВДЕ в Україні було введено так званий "зелений" тариф – спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, що використовують ВДЕ (сонячна, вітрова, геотермальна енергія, енергія хвиль та припливів, гідроенергія (з установленою потужністю не більше 10 МВт), енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів, газу метану від дегазації вугільних родовищ, перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів).

Величина "зеленого" тарифу встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги, помноженого на відповідний коефіцієнт "зеленого" тарифу в залежності від потужності та виду джерела енергії [14]. Для електроенергії, виробленої з енергії вітру з встановленою потужністю генераторів до 600 кВт, коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 1,2; з встановленою потужністю від 600 до 2000 кВт – 1,4; більше 2000 кВт – 2,1.

Для електроенергії, виробленої з біомаси (біомасою є продукти, що складаються повністю або частково з речовин рослинного походження, які можуть бути використані як паливо з метою перетворення енергії, що міститься в них), коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 2,3. Для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними об'єктами електроенергетики, коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 4,8; об'єктами, які змонтовані (встановлені) на дахах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких перевищує 100 кВт, коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 4,6, а при встановленій потужності менше 100 кВт – 4,4. Для електроенергії, виробленої малими гідроелектростанціями (гідроелектростанціями потужністю до 10 МВт), коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 0,8. Коефіцієнт "зеленого" тарифу електроенергії, виробленої об'єктами електроенергетики, уведеними в експлуатацію (або суттєво модернізованими) після 2014, 2019 та 2024 років, зменшується відповідно на десять, двадцять та тридцять відсотків від його базової величини. Суттєво модернізованими об'єктами електроенергетики, що виробляють електроенергію з використанням ВДЕ, вважаються об'єкти, вартість модернізації енергетичного обладнання яких становить понад п'ятдесят відсотків первісної вартості такого обладнання.

Розвиток вітроенергетики додатково отримує державну підтримку у вигляді спеціального фонду на будівництво ВЕС, який формується за рахунок відрахування 0,75% від тарифу на електроенергію відповідно

до Комплексної програми будівництва вітроенергетичних станцій в Україні.

Зазначені вище важелі мають стимулювати фізичних та юридичних осіб до підвищення ефективності використання паливо-енергетичних ресурсів та поширення використання міні- та мікроелектростанцій на ВДЕ. Насправді ж на сьогодні основними чинниками, які зумовлюють використання споживачами власних генеруючих потужностей (в тому числі альтернативних) є:

- підвищення рівня надійності електропостачання;
- забезпечення належного рівня якості електроенергії;
- економія за рахунок високого коефіцієнту корисної дії системи та відсутності посередників;
- можливість автономного електропостачання.

Отже в першу чергу розвиток використання міні та мікроелектростанцій викликаний незадоволеністю якістю та вартістю послуг з електропостачання.[15]

Висновок до 1 розділу

1. Невід’ємною складовою частиною національного господарства України та її регіонів є електроенергетична галузь, тобто стан електричних мереж, які безпосереднє забезпечують її функціонування. Розвиток розподільних електричних мереж енергосистеми України уповільнений у зв’язку з об’єктивними факторами – щільність існуючих забудов, тривалі процедури узгодження проектних рішень із питань розміщення об’єктів електричних мереж, відсутність інвестицій та ін.

2. В останні роки спостерігається стійка тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетики сталого розвитку. Так, аналізуючи зміну генеруючих потужностей ОЕС України за останні роки, можна побачити, що наряду з майже сталим значенням сумарної встановленої потужності електростанцій, значно зросла

величина потужностей електростанцій на ВДЕ.

3. Впровадження ДРГ в СЕП, зокрема побудованих на основі використання ВДЕ, крім зниження екологічного навантаження на навколишнє середовище та вирішення багатьох проблем, пов'язаних з викидами і відходами при виробництві електроенергії, дозволить, по-перше, суттєво підвищити ефективність використання первинних ресурсів та - в майбутньому – знизити вартість електричної енергії, по-друге, розвантажити як систему утворюючі, так і розподільні електричні мережі, і нарешті, «підштовхнути» процес модернізації об'єктів електроенергетики і тим самим, підвищити надійність електропостачання.

2. МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ ОЦІНЮВАННЯ РЕЖИМІВ ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1 Загальні положення розрахунків режимів розподільних електричних мереж

Для кількісної характеристики роботи елементів електричної мережі розглядаються їх сталі режими – умовні сталі електричні стани, які визначають параметрами, до яких належать значення струмів, напруги, повної або окремо активної та реактивної потужностей.

Основною метою розрахунку режимів є визначення їх параметрів як для перевірки допустимих показників режимів (значень напруги, наприклад, за умовами роботи ізоляції; значень струмів – за умовами нагрівання проводів і так далі), так і для забезпечення економічності роботи елементів мережі й електричної мережі в цілому.

Початковими даними при розрахунках режимів елементів електричної мережі є: опори і провідність цих елементів, значення активних і реактивних навантажень, а також номінальної напруги елементів електричної мережі.

Розрахунок сталих режимів розподільної електричної мережі починають із побудови картини розподілу струмів, повної або окремо активної і реактивної потужностей, які називаються струморозподілом або потокорозподіленням відповідно. Потім визначаються втрати напруги до найбільш віддалених точок мережі та втрати потужності й електроенергії в елементах мережі і електричної мережі в цілому.

Розподільні мережі, як правило, розімкнені або працюють у розімкненому режимі. Ці мережі містять велику кількість навантажень і значну загальну протяжність. Указані обставини дозволяють при розрахунку ПЛ напругою до 35 кВ і КЛ напругою до 10 кВ приймати в більшості випадків такі допущення:

1. зарядна потужність ліній ($Q_{\text{зар}}$) не враховується (рис. 2.1, а).
2. реактивний опір кабелів (X_k) не враховується (рис. 2.1, б).

3. втрати потужності у сталі трансформаторів (DS_x) не враховуються (рис.2.1, в).

4. втрати потужності в лініях (DS_l) при розрахунку потоків потужності не враховуються (рис. 2.1, г), тобто:

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} \quad (2.1),$$

де \underline{S}_{12}^H та \underline{S}_{12}^K – потужності на початку і кінці лінії;

5. поперечна складова падіння напруги δU не враховується, тобто відсутнє зміщення напруги за фазою між окремими вузлами мережі (рис. 2.1, д). Тоді поздовжня складова падіння напруги ΔU , що враховується при розрахунку, рівня втрати напруги:

$$U_1 - U_2 = \Delta U_{12} \quad (2.2)$$

б) втрата напруги визначається за номінальною напругою мережі:

$$\Delta U_{12} = (P_{12} \cdot R_l + Q_{12} \cdot X_l) / U_{\text{ном}} \quad (2.3),$$

де P_{12} , Q_{12} – активна і реактивна потужності в лінії;

R_l , X_l – активний і реактивний опори лінії.

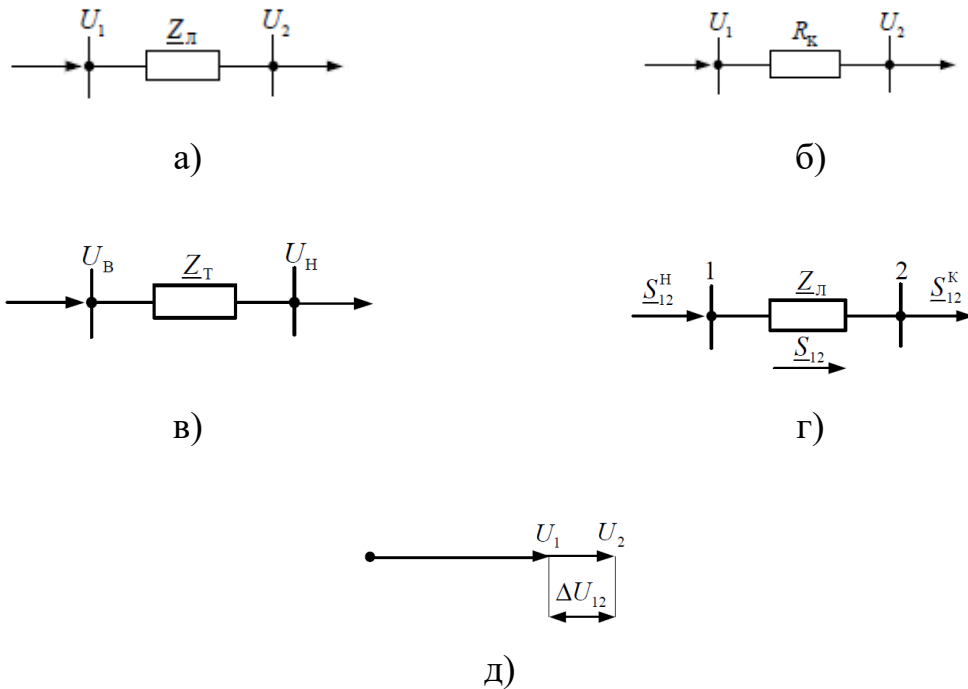


Рисунок 2.1 – Допущення при розрахунку ВЛ напругою до 35 кВ
і КЛ напругою до 10 кВ:

а – схема заміщення ВЛ; б – схема заміщення КЛ; в – схема заміщення трансформатора; г – схема заміщення для розрахунку потоків потужності;
д – векторна діаграма напруги

2.2 Параметри і схеми заміщення розподільних електричних мереж

Будь-яка лінія електричної мережі має велику кількість рівномірно розподілених уздовж неї нескінченно малих опорів і провідностей. Точний їх облік необхідний при розрахунку дуже довгих ліній. У практичних розрахунках приймають, що лінія має не розподілені, а зосереджені опори і провідність.

Активний опір ліній

Розрізняють опори провідника постійному струму (омічне) і змінному струму (активне).

За своїм значенням активний опір більше омічного унаслідок поверхневого ефекту, що полягає в перерозподілі струму по перерізу провідника з центральної його частини до поверхні. Це відбувається завдяки появі протиелектрорушійної сили, що створюється змінним магнітним полем, розташованим усередині провідника. У результаті струм у центральній частині провідника менший, ніж у поверхні, перетинання провідника використовується не повністю і його опір зростає. Поверхневий ефект особливо різко з'являється при струмах високої частоти, а також у сталевих проводах, у яких магнітний потік усередині дроту значно більший завдяки високій магнітній проникності сталі.

Для ліній, виконаних провідниками з кольорового металу, явище поверхневого ефекту при частоті 50 Гц незначне, тому в практичних розрахунках активні опори таких провідників зазвичай приймають рівними їх омічним опорам.

Нехтують також впливом на значення активного опору провідника коливань його температури і користуються в розрахунках значенням опору при температурі +20 °С. Необхідність обліку дійсної температури виникає при виконанні розрахунків, пов'язаних з уточненням визначенням втрат активної потужності на нагрівання провідників.

Індуктивний опір ліній

Змінний струм, проходячи по лінії, утворює навколо провідників змінне магнітне поле, яке спричиняє в провідниках електрорушійну силу (ЕРС) зворотного напрямку, ЕРС самоіндукції. При цьому струмі у провіднику і відсутності активного опору в ньому ЕРС самоіндукції повністю врівноважує прикладену напругу.

Схеми заміщення КЛ до 10 кВ містять тільки активний опір (рис. 2.2, а), а при 20 кВ додається індуктивний опір поздовжній гілці та ємнісна провідність у поперечній (рис. 2.2, б); при 35 кВ і вище додатково вводиться активна провідність у поперечній гілці (рис. 2.2, в).

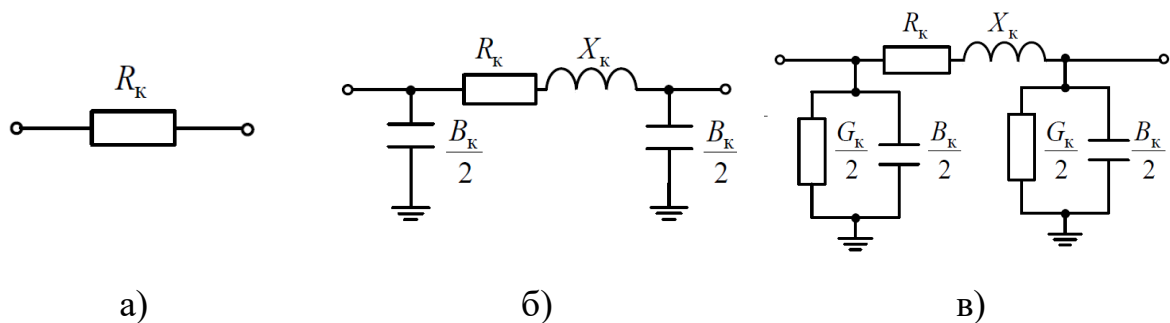


Рисунок 2.2 – Спрощені схеми заміщення КЛ до 10 кВ (а), 20 кВ (б), 35 кВ і вище (в)

2.3 Загальні відомості про комплекс програми ІВК-СЕС 2.0

Комплекс призначений для вирішення широкого кола завдань розрахунку і оптимізації режимів і параметрів розподільних електричних мереж різного призначення, напруга 6-35 кВ.

Він являє собою пакет прикладних програм і кілька спеціалізованих баз даних (БД), написаних алгоритмічною мовою "Турбо-Сі" в середовищі операційної системи MS-DOS, і призначений для роботи на персональних комп'ютерах.

Бази даних ІВК-СЕС призначені для зберігання вихідної інформації про параметри і режими елементів електричної мережі, її конфігурації, режимах роботи джерел живлення (ІП) і споживачів електроенергії СЕС (у вигляді

графіків навантаження), і є основою для проведення всіх видів розрахунків здійснюються комплексом IBK -СЕС 2.0.

Вихідною інформацією, що зберігається в БД, є:

1. Інформація про гілки мережі, що дозволяє відобразити конфігурацію електромереж різних номінальних напруг і містить:

- характеристики початкових і кінцевих вузлів гілок (тип, номер, секція шин, вид і стан комутаційного апарату);
- марки проводів і кабелів, якими виконані гілки і їх довжини;
- марки розподільних трансформаторів та їх положення;
- робочих відгалужень ПБЗ;
- навантаження низьковольтних шин ТП і РП;
- втрати напруги до віддалених споживачів в мережі 0,38 кВ та інші характеристики.

2. Інформація про графіки навантаження і напруги на ІІ і лініях, що відходять, а також про фактичне споживання електроенергії по ним.

3. Інформація про типові (або реальних) графіках навантаження споживачів СЕС.

4. Довідкова (або паспортна) інформація про марки трансформаторів і їх параметрах.

5. Довідкова інформація про марках проводів, кабелів і реакторів і їх параметрах.

6. Довідкова (або паспортна) інформація про марках дугогасних котушок (реакторів) і їх параметрах.

7. Значення струмів трифазного КЗ (або опорів X сист.) На шинах ВП у максимальному і мінімальному режимах роботи енергосистеми.

Для введення і коригування первинної інформації в БД розроблений спеціальний редактор, за допомогою якого здійснюється введення даних як безпосередньо з клавіатури, так і з текстових файлів, заготовлених заздалегідь. При цьому проводиться синтаксичний і семантичний контроль введеної інформації.

БД комплексу мають всі необхідні функції маніпулювання з вихідними даними (створення, додавання, видалення, заміна, перегляд, друк), а також захист від можливого руйнування, що використовує принцип дублювання файлів БД.

У комплексі реалізований підхід, що дозволяє за даними, занесеним в БД, представляти на екрані монітора схему електричної мережі в кольоровому зображенні, з накладенням на неї параметрів розрахункового режиму, без попередньої роботи по "малювання" користувачем схеми мережі. Крім того, є можливість видачі зазначеної схеми на принтер.

Задачі які вирішує ІВК-СЕС умовно діляться на чотири групи.

До першої групи належать завдання, пов'язані з оцінкою нормальних і після аварійних режимів СЕС:

- розрахунок графіків навантажень, струмозподілення і напруги в розімкнутих і замкнутих мережах для будь-якої години доби і місяця року (з урахуванням сезонного фактора зміни навантажень);
- коригування навантажень споживачів по навантаженню головних ділянок ліній живлення, а також за графіками навантажень ЦП;
- оцінка рівня неякісної електроенергії (ЕЕ) у споживачів відповідно до допустимими межами відхилення напруги по ГОСТу;
- розрахунок втрат потужності і ЕЕ в лініях і трансформаторах;
- оцінка завантаження устаткування мережі і представлення її у вигляді гістограм;
- розрахунок ємнісних струмів однофазного замикання на землю;
- вибір режиму роботи дугогасних котушок;

Розрахунок режимів замкнутих мереж у всіх завданнях здійснюється на основі локальних матриць коефіцієнтів розподілу, що відповідають конкретним фрагментами замкнутості СЕС, що дозволяє підвищити швидкодію рішення задачі, а також збільшити обсяг розрахункової моделі в порівнянні з традиційними підходами.

До другої групи завдань ІВК-СЕС 2.0 відносяться:

- вибір закону регулювання напруги трансформаторів 35-110 / 6-20 кВ (зустрічне регулювання, стабілізація);
- вибір положень робочих відгалужень трансформаторів 6-20 / 0,4 кВ;
- спільна оптимізація по вибору закону регулювання напруги і положень робочих відгалужень;
- перевірка правильності параметрів регулювання напруги по заданому закону.

Основним результатом вирішення цієї групи завдань є зниження рівня споживання неякісної ЕЕ в СЕС, яке супроводжується, у багатьох випадках, зниженням рівня споживання і втрат ЕЕ (при обліку статичних характеристик навантаження та дійсних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 6-20/0,4 кВ).

До третьої групи завдань ІВК-СЕС 2.0 відносяться:

- оптимізація положень поділів в мережах 6-10 кВ на мінімум втрат потужності при обліку обмежень по пропускну здатності і надійності ліній;
- вибір ремонтних схем, при пошкодженнях ділянок ліній і трансформаторів, як в замкнутих, так і в розімкнутих мережах (при цьому враховується надійність і пропускну здатність даної мережі);
- проведення варіантних розрахунків завдань першої групи на основі зміни положення поділів в мережі;

Результатом рішення оптимізаційних задач є список пропонованих для перемикання поділів, що розташовуються в порядку ефективності зниження втрат потужності, що дозволяє нам вибрати мінімальне число перемикачів з максимальним ефектом щодо зниження втрат потужності.

У зазначеній групі завдань, при зміні конфігурації мережі проводиться автоматичний перерахунок ємнісних струмів і, якщо потрібно, даються рекомендації по налаштуванню ТВ-тюнерів дугогасних катушок на шинах підстанцій.

У даній групі завдань при імітації аварійних режимів, програма показує роботу РЗ і автоматики (відключенням відповідних апаратів) і подальший варіант відновлення живлення через резервні зв'язки. В іншому випадку проводиться аналіз схеми мережі з виявленням споживачів які залишилися без живлення.

До четвертої групи завдань ІВК-СЕС 2.0 відносяться:

- розрахунок струмів короткого замикання в схемі з нормальними розподілами і залишкових напруг у вузлах мережі при КЗ;
- варіантні розрахунки струмів КЗ при змінах схеми мережі (з підключенням резервів лінії), для подальшого вибору уставок релейного захисту ЛЕП;
- розрахунок релейного захисту ліній (максимального струмового захисту, струмового відсічення, максимальної спрямованого захисту) з вибором типів і уставок реле і побудовою карти селективності захистів;
- оцінка чутливості релейного захисту з розрахунком коефіцієнтів чутливості захисту в основній і резервній зонах і аналізом відповідно до вимог ПУЕ;

Результатом вирішення даної групи завдань є вибір уставок релейного захисту ліній, із забезпеченням необхідної чутливості захистів і урахуванням похибки трансформаторів струму.

Крім зазначених груп завдань в комплексі ІВК-СЕС розроблено кілька підсистем:

1. Підсистема роботи з поділами мережі.

Підсистема формує існуючий перелік поділів СЕС, а також зміна його по відношенню до нормальної і поточної схемами.

2. Створення та робота з локальними базами даних.

Підсистема призначена для отримання із загальної бази даних еквівалентної моделі мережі (локальної бази даних), що містить відповідно:

- живильну, розподільну мережу і трансформатори 6-10/0,4 кВ;
- живильну і розподільну мережу;

- живильну мережу.

Необхідність в даній підсистемі виникає при роботі з великими об'ємами даних. Наприклад: рішення задач третьої групи на кордонах РЕМ та РП, а також отримання можливостей вирішення завдань на рівні РП (живильних мереж), отриманих в результаті обробки інформації по окремим РЕМам. При цьому розроблена можливість об'єднання локальних баз даних.

3. Збереження та відновлення програм комплексу і БД на зовнішніх магнітних носіях.

Підсистема дозволяє користувачеві, не виходячи з комплексу ІВК-СЕС зберігати і відновлювати програми і бази даних на будь-яких зовнішніх магнітних носіях (Вінчестер, ГМД).

Крім розглянутого вище комплексу програм ІВК-СЕС розроблена інформаційно-довідкова система автоматизованого ведення документації району електричних мереж (ІСС-РЕМ).

Довідковий розділ бази даних (СР БД) призначений для зберігання інформації, що моделює режими роботи джерел живлення і споживачів електроенергії СЕС, і описує параметри елементів схеми заміщення електричної мережі.

Довідковий розділ БД складається з наступних підрозділів:

- Підрозділ графіків навантаження на джерелах живлення (ДЖ);
- Підрозділ графіків навантаження споживачів;
- Підрозділ марок трансформаторів;
- Підрозділ марок проводів, кабелів і реакторів;
- Підрозділ марок дугогасних реакторів.

Для підвищення ефективності роботи користувача з БД для кожного з перерахованих підрозділів були розроблені комп'ютеризовані бланки вихідної інформації. Ці бланки дозволяють вводити в БД інформацію у вигляді, зручному для користувача, з подальшим переведенням її у вид, зручний для розрахунку.

Кожен з підрозділів СР БД, являє собою окрему самостійну базу даних у вигляді файлу на диску, на якому зберігається відповідна інформація. Для підвищення надійності зберігання інформації застосований принцип дублювання файлів БД, відповідно до якого, крім основного файлу БД (розширення .BD), на диску створюється і зберігається дублюючий файл кожної з БД (розширення .BBD). У разі псування або руйнування будь-якого з них можливо повне автоматичне відновлення інформації по залишився файлу. Таким чином, на диску можуть бути присутніми 10 файлів довідкового розділу БД (5 основних та 5 дублюючих).

В даний час накопичений значний досвід розрахунку режимів розподільних мереж великого об'єму і вироблені принципи і правила підготовки інформації, які б забезпечували мінімальну кількість помилок при кодуванні зазначених мереж. Основні з цих правил враховані при розробці комплексу ІВК-СЕС 2.0.

Згідно з цими правилами кодування конфігурації розімкнутих електричних мереж здійснюється незалежно по кожній гілці від ПС живильної лінії в напрямку від її початку (від ДЖ) до кінцевих ділянок розподільчих ліній або до поділів. При цьому враховуються розгалуження схеми за принципом "дерева" мережі, що складається з окремих "гілок" - ділянок ліній.

В ІВК-СЕС "гілка" прийнята в якості мінімальної структурної одиниці, на основі якої може бути представлена схема будь-якої складності і розмірності. Характерною ознакою "гілки" є те, що вона об'єднує інформацію про фрагмент схеми, яка визначається між двома вузлами розглянутої мережі. При цьому, вузли можуть бути як дійсними (шини ПС, РП, ТП і окремих споживачів), так і фіктивними (отпайки ліній, середні точки схем заміщення трансформаторів і реакторів та ін.). У свою чергу, "гілка" об'єднує інформацію не тільки про конфігурацію схеми, а й інформацію, яка відображатиме її параметри і режими. Остання обумовлена переліком розв'язуваних ІВК-СЕС завдань, а також вимогами БД.

Початковим вузлом кожної "гілки" є вузол, найближчий до ДЖ. Це обов'язкова умова при запису в бланку інформації про "гілках".

Такий порядок кодування забезпечує мінімум конфігураційних помилок, але придатний тільки для електрично розімкнутої резервованій або нерезервованій мережі. Але в існуючих мережах зустрічаються електрично замкнуті контури. Тому, для того, щоб забезпечити однаковість кодування замкнутах і розімкнутих мереж, доцільно вибрати в замкнутах контурах так звані умовні розподіли (УР). Наявність УР є додатковим засобом самоконтролю при складанні вихідних даних. Вибір УР довільний.

2.4 Розрахунок режиму і втрат потужності в розподільних електричних мережах

У нових економічних умовах через обмеженість енергоресурсів в Україні, а також приватизації окремих енергетичних об'єктів втрати електроенергії перетворилися зі звичайного звітного показника у один з важелів керування економічною ефективністю роботи підприємств енергетичної галузі.

Серед об'єктів, де спостерігаються надмірні втрати потужності та електроенергії, розподільні електричні мережі раніше не привертати особливої уваги. Важливішим в них було забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів. До того ж дані мережі конструктивно не пристосовані до оптимального керування, оскільки не мали ні засобів телеінформації про параметри поточного режиму, ні засобів керування останніми.

Рівень енергоспоживання, ощадливе використання електроенергії на сьогодні є одним з визначальних факторів в економіці будь-якої країни. Надто країни, де наявний гострий дефіцит енергоносіїв. Підвищений рівень втрат електроенергії при її транспортуванні та розподілі зумовлений цілою низкою причин.

Сучасні електричні мережі в нашій країні характеризуються:

- великою проектною густиною струму, що складає приблизно 1 А/мм² проти 0.4–0.6 А/мм² в енергетично розвинених країнах Заходу;
- високим рівнем неоднорідності, оскільки даний параметр практично не враховувався в нормах проектування;
- низьким рівнем компенсації реактивної потужності приблизно 0.3 кВАр/кВт встановленої потужності проти 0.8–1.0 кВАр/кВт в США та Канаді;
- недостатньо ефективним використанням трансформаторів з РПН, так РПН в автоматичному режимі практично не використовуються, тоді як збільшення вартості трансформатора за рахунок наявності РПН складає 30–40%.

В результаті втрати електроенергії при її транспортуванні та розподіленні сягають 16–20%. Причини підвищення втрат електроенергії викликають також зниження її якості. Практично в електричних мережах не дотримуються норми ДЕСТ на напругу та частоту, що в свою чергу призводить до великих збитків.

Таким чином постала нагальна необхідність у запровадженні енергозберігаючих заходів саме в розподільних мережах. Проведення і оцінка ефективності енергозберігаючих заходів є однією з задач автоматизованої системи контролю та обліку електроспоживання (АСКОЕ), які зараз активно впроваджуються в електричних мережах енергосистем.

При проектуванні та експлуатації електричних мереж необхідно оцінювати умови, в яких будуть працювати споживачі та обладнання електричної мережі. Такі оцінки дають можливість передбачити заходи для забезпечення необхідної якості електроенергії, а також встановити допустимість передбачуваного режиму мережі для її обладнання. Крім того, розрахунки, що виконуються при такого роду оцінках, дозволяють знайти оптимальні умови для виробництва і передачі необхідної кількості електроенергії, тобто здійснити так звану "оптимізацію режиму" електричної мережі.

Визначення параметрів режиму становить задачу розрахунку режиму електричної мережі. Вихідними даними для розрахунку є: схема електричних з'єднань мережі, яка характеризує взаємний зв'язок її елементів, опору і провідності цих елементів, відомі розрахункові потужності (або струми) навантажень і задані значення напруги в окремих точках, а іноді також і задані диспетчерським графіком потужності, надходять від ряду джерел живлення (ДЖ).

Розрахунок робочих режимів мережі зазвичай зводиться до перевірки виконання технічних умов, тобто відповідності струмів в окремих елементах і напруги в окремих вузлах мережі допустимих значень. Крім того, для оцінки економічності роботи мережі розраховують втрати активної потужності і енергії за рік. Таким чином, розрахунки робочих режимів проводяться як для перевірки допустимості показників режимів, так і для забезпечення економічності роботи всієї енергосистеми або її окремих частин.

В основі всіх методів розрахунку режимів роботи електричної мережі лежать залежності, що впливають із законів Ома і Кірхгофа. Практичне застосування знайшли два основні методи розрахунку: прямий, якщо шукані величини визначаються в один крок, наприклад, шляхом НЕ-посереднього рішення системи рівнянь і метод послідовного наближення (ітераційний метод рішення), при якому шукані величини знаходяться в результаті багатокрокового процесу поступового переходу від більш грубих відповідей на поставлене завдання до більш точних рішень.

При розрахунку місцевих мереж, до яких відносяться і міські розподільні мережі, можна обмежитися першою ітерацією в зв'язку з тим, що вимоги, пред'явлені споживачами до якості електроенергії, визначають необхідність забезпечення в усіх точках мережі напруги, мало відрізняються від номінальних. Отримана при цьому помилка лежить в межах точності розрахунку. Введення такого припущення дозволяє визначити струми навантажень (2.1) і інші параметри режиму мережі, в тому числі і напруги на затискачах навантаження.

$$I_i = \frac{\hat{S}_i}{\sqrt{3}U_i} \quad (2.4)$$

Режими роботи електричної мережі розраховуються на підставі її схеми заміщення. Ця схема виходить в результаті об'єднання схем заміщення окремих елементів мережі відповідно до послідовності з'єднання цих елементів в розраховується мережі. Схему заміщення мережі іноді називають розрахунковою. У розрахунковій практиці виділяють два види електричних мереж і відповідних їм розрахункових схем: розімкнуті і замкнуті мережі. Міські розподільні мережі експлуатуються, як правило, по розімкненим схемами з можливістю взаєморезервування за допомогою резервних поділів, тому до них застосовуються методи розрахунку режиму для розімкнутих мереж. Хоча, в деяких містах (наприклад в Москві, Санкт-Петербурзі) зустрічаються окремі ділянки розподільної мережі 6-10 кВ, які працюють в замкнутому режимі.

Розрахунок потоку розподілу у замкненій мережі можна здійснити цілу низку методів. В даному випадку, для підвищення швидкості розрахунку, є доцільним застосування методу коефіцієнтів розподілу, так як при вирішенні ряду задач розрахунок поточкорозподілу необхідно проводити неодноразово. Коефіцієнти розподілу визначаються один раз, а потім можуть бути використані багаторазово для розрахунку поточкорозподілу при різних навантаженнях електричної мережі. Це пояснюється тим, що залежать вони лише від параметрів мережі (конфігурації і опору ділянок).

Під коефіцієнтом розподілу слід розуміти безрозмірне комплексне число

$$K_{ij} = Ka_{ij} + Kp_{ij} \quad (2.5)$$

яке вказує, яка частина навантаження пункту i протікає по ділянці j . Для здійснення розрахунку режиму роботи мережі необхідна наявність матриці коефіцієнтів розподілу:

$$\|K\| = \begin{bmatrix} K_{11} & \dots & K_{1j} & \dots & K_{1n} \\ K_{i1} & \dots & K_{ij} & \dots & K_{in} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ K_{m1} & \dots & K_{mj} & \dots & K_{mn} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

З смислів коефіцієнтів розподілу випливає, що потужність, що протікає на будь-якому j -й ділянці мережі, обумовлена i -им навантаженням може бути представлена

$$S_{ij} = S_j \cdot K_{ij} \quad (2.7)$$

Повна потужність, що протікає по j - тій ділянці, буде складатися з суми

$$S_j = \sum_{i=1}^n S_j \cdot K_{ij} \quad (2.8)$$

Якщо навантаження задані в токах, то струм, що протікає по j - ому ділянці буде складатися з суми

$$I_j = \sum_{i=1}^n I_j \cdot K_{ij} \quad (2.9)$$

Розрахунок коефіцієнтів розподілу може бути здійснений в такий спосіб. Прикладається одиничне активне навантаження до одного пункту мережі і проводиться розрахунок потокорозподілу від цього навантаження. Отримане потокорозподілення представляє один з стовпців матриці (4.3). В результаті застосування одиничного активного навантаження в усіх пунктах мережі і відповідних розрахунках потокорозподілу, можуть бути отримані стовпчики для всіх пунктів мережі. Розрахунок потокорозподілу від прикладеного одиничного навантаження може бути здійснений методом контурних струмів.

Як уже зазначалося розрахунок робочих режимів розімкнутих мереж (що відносяться до місцевих) більш простий, ніж районних. Схеми заміщення ліній складаються з поздовжніх елементів - активного і індуктивного опорів. Напруга в усіх точках лінії місцевої мережі приймається рівним номінальному значенню. Навантаження на будь-якій j -ій ділянці такої мережі визначається

безпосереднім підсумовуванням навантаження даної ділянки з навантаженнями попередніх ділянок мережі.

$$S_j = \sum_{i=1}^n S_j \quad (2.10)$$

Напруга у вузлових точках лінії місцевої мережі розраховується за даними на початку лінії з використанням спрощеної формули:

$$U_i = U_n - \frac{1}{U} \sum_{i=1}^n (P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i) \quad (2.11)$$

Сумарні втрати напруги в лінії до будь-якої її точки визначаються за формулою:

$$\Delta U_i = \frac{1}{U_n} (\sum_{i=1}^n P_i R_i + \sum_{i=1}^n Q_i X_i) = \sqrt{3} (\sum_{i=1}^n I_{ai} r_i + \sum_{i=1}^n I_{pi} x_i), \quad (2.12)$$

де $r_i = \sum_{i=1}^n R_i$ – активний опір до навантаження P_i ;

$x_i = \sum_{i=1}^n X_i$ – індуктивний опір того самого навантаження.

Сумарні втрати напруги в лінії до будь-якої її точки визначаються сумою втрат напруги, що даються кожному навантаженню, які дорівнюють добутку потужності, споживаним навантаженням (активним і реактивним), на опір (відповідно активний і реактивний) шляху до даного навантаження. При цьому навантаження, що знаходиться на відгалуженні розгалуженої лінії, впливає на сумарні втрати напруги до точки, що знаходиться на іншому відгалуженні лінії, тільки на їх загальних ділянках.

Залежно від поданих для вимог і поставленого завдання розрахунки робочих режимів виробляються більш-менш детально, з різним ступенем точності і урахуванням впливу різних чинників. До того ж сучасні електричні мережі, як правило, є складними за своїм енергетичними і топологічними структурами, від них отримують живлення величезна кількість найрізноманітніших споживачів. А так як при сучасному управлінні режимами електричних мереж диспетчер потребує оперативної інформації про їх режими, то це викликає необхідність застосування сучасних ПЕОМ для управління режимами і їх оперативного розрахунку.

У зв'язку з вищесказаним, до складу комплексу ІВК-СЕС 2.0 входить функціональна програма для розрахунку режимів електричних мереж і втрат потужності. Програма здійснює такі функції:

- розрахунок і коректування навантажень в вузлах електричної мережі з урахуванням заданих на джерелах живлення (ІІ) графіків електричних навантажень і типових графіків споживачів;
- розрахунок поточкорозподілу як в розімкнутих, так і в замкнених мережах і оцінку пропускну здатності ліній по припустимому струмі;
- розрахунок режиму напруги у вузлах навантаження СЕС і оцінка відповідності їх ГОСТу 13109-87;
- розрахунок зарядної потужності в лініях електричної мережі;
- розрахунок пропуску та втрати потужності (активних і реактивних) по групах елементів мережі (в живлячих, розподільних лініях, тр-рах, в мережі НН) для розрахункового місяця і години доби по секціях шин ІІ;

Таким чином, користувач має можливість за допомогою ПЕОМ проводити розрахунок і оцінку робочих режимів, втрат потужності та електричної енергії в розподільних електричних мережах, що працюють як в розімкнутому так і в замкнутому режимах, що дозволить персоналу диспетчерської служби забезпечити оптимальні умови експлуатації електрообладнання, а також поліпшити техніко-економічні показники роботи електричної мережі.

2.5 Розвантаження джерел живлення

В процесі експлуатації електричних мереж 6-10 кВ, виникає необхідність розвантаження джерел живлення, пов'язана з ремонтними режимами та підключенням джерел розосередженої генерації. При цьому дуже важливим питанням є залишити наявні в мережі електроприймачі в роботі, не перевантажити живлячі їх лінії. Це розвантаження здійснюється за рахунок наявних резервів в схемі електропостачання шляхом переміщення поділів в схемі мережі, поки не буде досягнутий результат по необхідній величині розвантаження джерела живлення.

У задачі використовується коефіцієнт завантаження ДЖ (K_z), який визначається щодо розрахункового струму ДЖ ($I_{расч.лп}$). Даний коефіцієнт може змінюватися в межах від 0 до 1. Коефіцієнт 0 відповідає повному розвантаженню (знеструмлення) ДЖ. Коефіцієнт 1 означає залишити навантаження на ДЖ незмінною.

Ефект розвантаження ДЖ досягається введенням допустимого струму на ДЖ (секції шин) ($I_{доп}$), у відповідності з виразом:

$$I_{доп} = I_{расчмп} \cdot K_z \quad (2.13)$$

Після встановлення користувачем коефіцієнтів завантаження ДЖ виконується завдання оптимізації положень поділів в мережі, яка з урахуванням величини допустимого струму ДЖ прагне розвантажити вказане джерело (секцію шин), при обліку обмежень по допустимому струму ліній і ступеня надійності електропостачання споживачів.

Результатом роботи даної програми є нова схема мережі (з новими положеннями поділів), в якій забезпечується необхідний ступінь розвантаження ДЖ. При цьому програмою оцінюються втрати потужності та електроенергії, режими напруги і величини ємнісних струмів замикання на землю з вихідною схемою (до розвантаження) і новою схемою мережі (після розвантаження ДЖ).

У деяких енергосистемах є великий запас резерву по пропускній здатності мережі, за рахунок наявних ліній зв'язку та завантаження невеликої кількості робочих ліній. У зв'язку з цим є можливість вирішувати завдання розвантаження ДЖ двома шляхами:

1. Здійснення розвантаження ДЖ тільки за рахунок живильних ліній і ліній зв'язку (тобто за рахунок живильної частини мережі);
2. Здійснення розвантаження ДЖ за рахунок усіх наявних можливостей в живильній та розподільчих мережах.

2.6 Розрахунок втрат електричної енергії

Економічність роботи електричної мережі характеризується значеннями втрат активної та реактивної потужності в розглянутих режимах роботи, а також значенням втрат електроенергії за рік.

Передача електричної енергії по проводах і перетворення напруги за допомогою трансформаторів супроводжується частковою втратою активної і реактивної потужностей і енергії в ЛЕП і трансформаторах. Втрачена енергія витрачається на марне нагрівання проводів ЛЕП і трансформаторів. В електричних системах в середньому близько 9-10% всієї енергії, що виробляється електростанціями, витрачається при її передачі споживачам.

Частина виробленої електроенергії витрачається в електричних мережах на створення електричних і магнітних полів, що є необхідним технологічним витратою на її передачу. У зв'язку з тим, що корисно відпущена споживачам енергія - $W_{п.о.}$ менше, ніж енергія, відпущена в мережу - $W_{о.с.}$, технологічні витрати енергії на передачу зазвичай називають втратами енергії - (технічними втратами).

До нереалізованої енергії відносять також її частина, витрачену в мережах на виробничі потреби енергосистем -. Баланс енергії в мережі можна представити у вигляді:

$$W_{о.с.} = W_{п.о.} + \Delta W_m + \Delta W_{п.н.} + W_{ком.} \quad (2.14)$$

Комерційні втрати $W_{ком.}$ з'являються в балансі енергії як складова втрат в зв'язку з неодноразовістю вимірювання і похибкою приладів обліку, це втрати обліку, і фізично, як технологічні витрати, вони не існують.

Втрати енергії прийнято поділяти на постійні і змінні. До постійних втрат відносяться втрати холостого ходу електрообладнання, втрати на корону в ЛЕП і т.п. Змінні втрати - це частина втрат, яка залежить від навантаження елемента СЕС.

В існуючих мережах при існуючому обладнанні основну увагу доводиться звертати на зниження втрат потужності і електроенергії в

елементах мережі при виконанні всіх технічних вимог. З причини того, що велика частина втрат електроенергії припадає на втрати в мережах 10 кВ і нижче, можливе зниження їх в зазначених мережах є досить важливим. Для робіт, пов'язаних зі зниженням втрат енергії, особливу роль відіграє визначення цієї величини розрахунковим шляхом, що дозволяє виконати:

- розрахунок величини втрат енергії як показника роботи ПЕС;
- виявлення точок втрат і визначення шляхів їх зниження;
- вибір ефективних заходів щодо зниження втрат енергії.

Для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії (ЕЕ) в мережі, в програмі був застосований метод характерних режимів, що використовує формулу:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot t_i \quad (2.15),$$

де ΔP_i - навантажувальні втрати потужності в мережі в i -му режимі тривалістю t_i годин;

n - число режимів.

Величини навантажень задаються за допомогою типових графіків навантаження споживачів для кожної години доби, які зберігаються у відповідному підрозділі бази даних.

При розрахунку втрат ЕЕ приймаються такі припущення, що протягом кожної години навантаження споживача залишається незмінним і втрати ЕЕ за кожен добу одного місяця є однаковими.

Втрати ЕЕ за розрахункову добу розраховуються шляхом підсумовування відповідних втрат потужності за кожен годину доби.

Втрати ЕЕ за місяць розраховуються шляхом множення втрат ЕЕ за добу на кількість діб в даному місяці.

$$\Delta W_{\text{мес.}i} = \Delta W_{\text{сут.}i} \cdot N_{\text{сут.}i} \quad (2.16)$$

де $\Delta W_{\text{сут.}i}$ - втрати ЕЕ за розрахункову добу i -го місяця;

$N_{\text{сут.}i}$ - кількість діб в i -му місяці.

Розрахунок втрат ЕЕ за кілька місяців (за рік) проводиться підсумовуванням втрат ЕЕ за кожен місяць (за 12 місяців). При цьому втрати ЕЕ за відповідні добу кожного місяця визначаються за скоригованими відповідно до коефіцієнта сезонності типовим графіками навантажень споживачів.

Відповідно до вищесказаного в складі комплексу ІВК-СЕС 2.0 розроблена функціональна програма розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 6 - 10 кВ. Програма здійснює розрахунок втрат електроенергії за групами елементів мережі для розрахункового періоду часу (місяць, квартал, півріччя, рік).

2.7 Проведення класифікації графіків електричних навантажень за режимними характеристиками

Проведення розподілу потребує клопіткої роботи з масивами даних, які характеризують діяльність споживачів, генеруючих компаній, постачальників і є несистематизовані, тому вимагають проведення певних математичних комбінацій перед їх застосуванням. Враховуючи, що більшість методів сегментації або класифікації суттєво пов'язані з конкретними даними і критеріями. Тому з врахуванням вказаних недоліків необхідно впровадження універсального підходу, який дозволить знайти рішення в поставленій задачі розподілу споживачів електроенергетики. Такий підхід повинен бути малочутливим до розмірності даних, мало залежати від однорідності об'єктів в рамках однієї групи.

Розглядаючи задачі класифікації, розподілу сегментації використаємо наступний підхід з особливостями дискретної математики.

Отже представимо дві множин споживачів електричної енергії: множина A об'єкти розподілу (сегментації), кожному відповідає вектор P_A критеріїв, і множина B об'єктів, яка також характеризується вектором критеріїв P_B , враховуючи умови $P_A \cap P_B \neq \emptyset$, $|B| \leq |A|$. Критерії можуть бути різної природи, вимірюватись різними типами шкал.

При такому підході можна сформулювати задачу розподілу в наступному вигляді: необхідно розбити множину A на такі підмножини, які не пересікаються і кожній із яких відповідає в точності один елемент із множини B . Таким чином необхідно визначити відношення між множинами A і B , яке для елемента b_i множини B визначає підмножину множини A , елементи якої більш близькі з елементом b_i , ніж з елементом b_j , $i \neq j$ множини B . Проведений розподіл повинен забезпечити максимальне «покриття» елементів множини A сегментами.

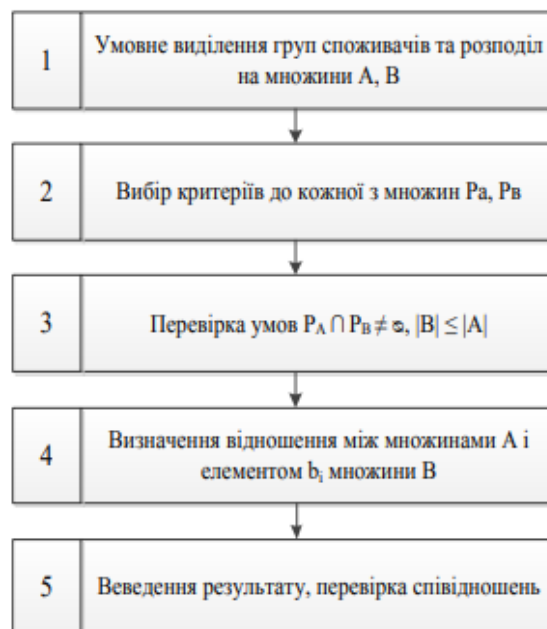


Рисунок 2.3 – Алгоритм проведення розподілу

З огляду на запропоноване дослідження є доцільним проведення аналізу кожного з варіантів існуючих розподілів з використанням наступних маркетингових критеріїв, а саме доступність споживачів, стійкість, прибутковість, рівень конкуренції, захищеність від конкуренції, рекламні можливості, можливість сервісу, залежність групи від обмеження в електропостачанні та в якості електроенергії, технологічні труднощі роботи з групою.

Використання таких критеріїв це фактично система із зворотнім зв'язком, тобто на стадії розподілу за критеріями може бути проведено відсів групи або підгрупи (рис 2.4).

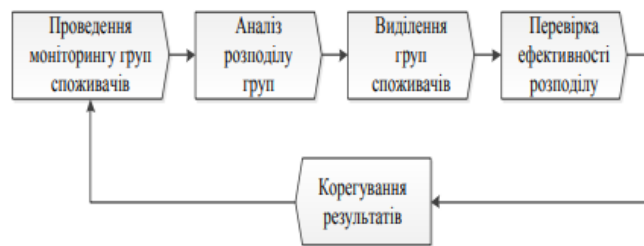


Рисунок 2.4 – Система виділення оцінювання режимів споживання із зворотнім зв'язком

Слід зазначити, що кожен з цих маркетингових критеріїв в цілому потребує окремого розгляду та обговорення із врахуванням особливостей та відповідних як технічних, так і економічних характеристик споживачів. Крім того, враховуючи нагальність питання оцінювання режимів споживання до такого переліку слід додати критерій щодо врахування можливості оцінювання.

В умовах реформування енергетичної галузі маркетинговий підхід щодо розподілу споживачів та визначення цільових груп, дозволить отримати ряд додаткових можливостей щодо оцінювання режимів споживання, зокрема: можливість забезпечення балансу в попиті на електроенергію; попередження аварійних і передаварійних ситуацій; підтримку високого стандарту якості електричної енергії; можливість супроводження оптимального режиму загрузки електростанцій; мотивація і стимулювання активної поведінки споживачів за допомогою тарифних систем.

Формування споживачів на кожному рівні можна проводити за класичними критеріями та методами сегментування, а потім враховуючи коефіцієнти кожної з виділених груп на графік навантаження, як критерії групування споживачів, особливо для встановлення тарифів на електричну енергію, які дадуть змогу економічним шляхом здійснювати ефективне оцінювання режимів споживання, як на кожному з рівнів і в державі загалом.

Це дозволить враховувати особливості споживачів електричної енергії на різних рівнях електропередавальних організацій. Для проведення аналізу ГЕН виділено за галузевим аспектом було використано кластерний аналіз, оскільки дані методи неодноразово використовувались для вирішення задач, пов'язаних з підвищенням рівня ефективності проведення енергетичного моніторингу і аналізування ефективності використання енергоресурсів.

Метою використання методів кластерного аналізу є дослідження графіків електричних навантажень (ГЕН) шляхом виділення однотипних, для яких можна визначити потенціал регулювання навантаженням та сформулювати підходи щодо використання методів оцінювання режимів споживання.

Враховуючи універсальність методів кластерного аналізу, що дозволяють вирішувати наступні задачі:

- розбиття вихідної сукупності споживачів на порівняно невелику кількість областей групування (кластерів) так, щоб елементи одного кластера були максимально подібними між собою;
- виявлення структури сукупності досліджуваних споживачів;
- визначення природного розшарування вихідних груп на чітко виражені кластери, які розташовані на деякій відстані один від одного, і які розпадаються на так само віддалені одна від одної частини.

Тобто необхідність використання кластерного аналізу для оцінки режимів споживання пояснюється, перш за все, тим, що він дозволяє розглядати достатньо великий об'єм інформації і різко скорочувати великі масиви інформації, робити їх компактними та наочними. Також за допомогою кластерного аналізу будуються науково обґрунтовані класифікації, виявляються внутрішні зв'язки між одиницями спостережуваної сукупності. Слід зазначити, що кластерний аналіз, на відміну від більшості математико-статистичних методів, не накладає обмежень на вигляд даних об'єктів.

Тому, якщо виконавши всі етапи алгоритму ієрархічного кластерного аналізу та побудувавши дендограму для наочних результатів можна буде

сміливо виділити відповідні кластери споживачів в залежності від етапу кластеризації.

Висновки до 2 розділу

1. Розглянуто параметри і схеми заміщення розподільних електричних мереж, а також загальні положення розрахунків режимів розподільних електричних мереж

2. Розглянуто загальні відомості про комплекс ІВК–СЕС 2.0, довідковий розділ бази даних комплексу ІВК-СЕС 2.0, метод розрахунку режиму і втрат потужності в розподільних електричних мережах та розрахунок втрат електричної енергії.

3. Розглянуто підходи до використання кластерного аналізу, як інструменту групування графіків електричного навантаження за різними критеріями.

3. АНАЛІЗ ВПЛИВУ ДЖЕРЕЛА РОЗОСЕРЕДЖЕНІ ГЕНЕРАЦІЇ НА ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ РАЙОНУ МІСТА

Невпинне зростання частки розосередженого генерування (РГ), у тому числі й відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у структурі генерування електроенергії розвинених країн світу зумовлено перевагами РГ над традиційною «великою» енергетикою. Так, у деяких країнах частка ВДЕ сягає 50 % (без врахування гідроелектростанцій) від загального обсягу виробленої електроенергії [23]. Та деякі переваги РГ, як наприклад, зменшення втрат електроенергії в електричних мережах (ЕМ), досягаються при визначенні оптимальних місць встановлення та потужності джерел розосередженого генерування, інакше підключення РГ до ЕМ в неоптимальному місці може викликати, зокрема, й переобтяження елементів цієї мережі та погіршення профілю напруги [24, 25].

Відома ціла низка методів розв'язання цієї задачі [26, 23, 27], але незважаючи на величезну кількість досліджень у цій сфері проблема оптимального розміщення РГ не є повністю вирішеною навіть у розвинених країнах. Особливості ЕМ України [24] потребують дещо інших підходів до визначення оптимального розміщення РГ.

3.1 Вибір оптимального місця підключення джерела розосередженої генерації

Розрахунок робочих режимів мережі зазвичай зводиться до перевірки виконання технічних умов, тобто відповідності струмів в окремих елементах і напруги в окремих вузлах мережі допустимих значень. Крім того, для оцінки економічності роботи мережі розраховують втрати активної потужності і енергії за рік. Таким чином, розрахунки робочих режимів проводяться як для перевірки допустимості показників режимів, так і для забезпечення економічності роботи всієї енергосистеми або її окремих частин.

В основі всіх методів розрахунку режимів роботи електричної мережі лежать залежності, що впливають із законів Ома і Кірхгофа. Практичне

застосування знайшли два основні методи розрахунку: прямий, якщо шукані величини визначаються в один крок, наприклад, шляхом НЕ-посереднього рішення системи рівнянь і метод послідовного наближення (ітераційний метод рішення), при якому шукані величини знаходяться в результаті багатокрокового процесу поступового переходу від більш грубих відповідей на поставлене завдання до більш точних рішень.

Режими роботи електричної мережі розраховуються на підставі її схеми заміщення. Цю схему отримуємо в результаті об'єднання схем заміщення окремих елементів мережі у відповідності до послідовності з'єднання цих елементів в електричній мережі. Схему заміщення мережі іноді називають розрахунковою. У розрахунковій практиці виділяють два види електричних мереж і відповідних їм розрахункових схем: розімкнуті і замкнуті мережі. Міські розподільні мережі експлуатуються, як правило, по розімкненим схемам з можливістю взаємо резервування за допомогою резервних поділів, тому до них застосовуються методи розрахунку режиму для розімкнутих мереж.

Під системою електропостачання міста розуміється сукупність електричних мереж та трансформаторних підстанцій, розташованих на території міста і призначених для електропостачання його споживачів (рис.3.1).

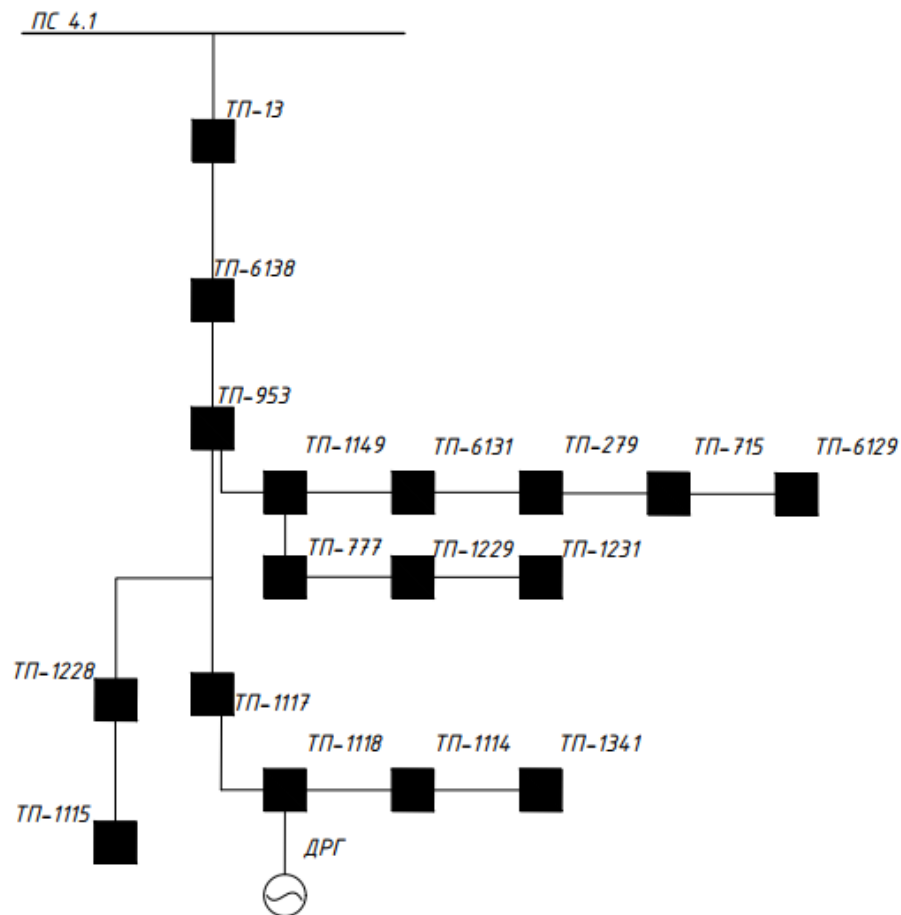


Рисунок 3.1 – Лінія розподільної електричної мережі 10 кВ

Основні показники системи визначаються місцевими умовами: розмірами міста, наявністю джерел живлення, характеристиками споживачів тощо.

Живлення міських споживачів здійснюється за допомогою розподільних мереж напругою 6-10 кВ і 0,38 кВ, які спираються на дані джерела живлення Таблиця 3.1 та Таблиця 3.2.

Таблиця 3.1 – Параметри вузлів лінії

№ п/п	Трансформаторна підстанція	Марка трансформатора	Навантаження	
			Р, кВт	Q, квар
1	ТП-13	ТМ-560	119	50
2	ТП-6138 Іс.	ТМ-560	117	50
3	ТП-6138 Іс.	ТМ-560	116	50
4	ТП-953	ТМ-560	117	50

Продовження таблиці 3.1

5	ТП-1117	ТМ-560	116	53
6	ТП-1118	ТМВ-250	290	95
7	ТП-1114	ТМВ-315	236	104
8	ТП-1228	ТМВ-100	63	39
9	ТП-1115	ТМВ-160	97	47
10	ТП-1149	ТМВ-250	137	50
11	ТП-6131	ТМВ-160	64	50
12	ТП-279 Іс.	ТМВ-160	84	41
13	ТП-279 Іс.	ТМВ-250	87	37
14	ТП-715	ТМВ-250	323	106
15	ТП-6129	ТМВ-180	64	40
16	ТП-777	ТМВ-250	125	71
17	ТП-1229	ТМВ-250	94	53
18	ТП-1231	ТМВ-400	245	80

Таблиця 3.2 – Вихідні дані по ділянках лінії

№ лінії	Назва лінії	Марка кабелю	Активний опір, Ом/км	Індуктивний опір, Ом/км	Довжина лінії, км
1	ПС 4.1 – ТП-13	ААБ-120	0,258	0,076	2,19
2	ТП-1ТП3 – ТП-6138	ААБ-70	0,443	0,061	0,760
3	ТП-6138 – ТП-953	ААБ-120	0,258	0,076	0,500
4	ТП-953 – ТП-1117	ААБ-70	0,443	0,061	2,57
5	ТП-1117 – ТП-1118	А-70	0,41	0,056	0,125
6	ТП-1117 – ТП-1114	А-70	0,41	0,056	0,125
7	ТП-1114 – ТП-1341	ААБ-120	0,258	0,076	1,15
8	ТП-953 – ТП-1228	ААБ-70	0,443	0,061	3,231
9	ТП-1228 – ТП-1115	ААБ-185	1,62	0,167	0,073
10	ТП-953 – ТП-1149	ААБ-120	0,258	0,076	0,210
11	ТП-1149 – ТП-6131	ААБ-120	0,258	0,076	0,923
12	ТП-6131 – ТП-279	ААБ-70	0,443	0,061	0,440
13	ТП-279 – ТП-715	ААБ-70	0,443	0,061	0,610
14	ТП-715 – ТП-6129	ААБ-70	0,443	0,061	1,0
15	ТП-1149 – ТП-777	ААБ-120	0,258	0,076	2,34
16	ТП-777 – фТ-1177	ААБ-120	0,258	0,076	1,52
17	фТ-1177 – ТП-1229	ААБ-150	0,203	0,074	0,420
18	ТП-1229 – ТП-1231	ААБ-70	0,443	0,061	1,42

Від електричних мереж систем електропостачання загального призначення живляться ЕП різного призначення, розглянемо промислові (рис.3.2) та побутові (рис.3.3) ЕП.

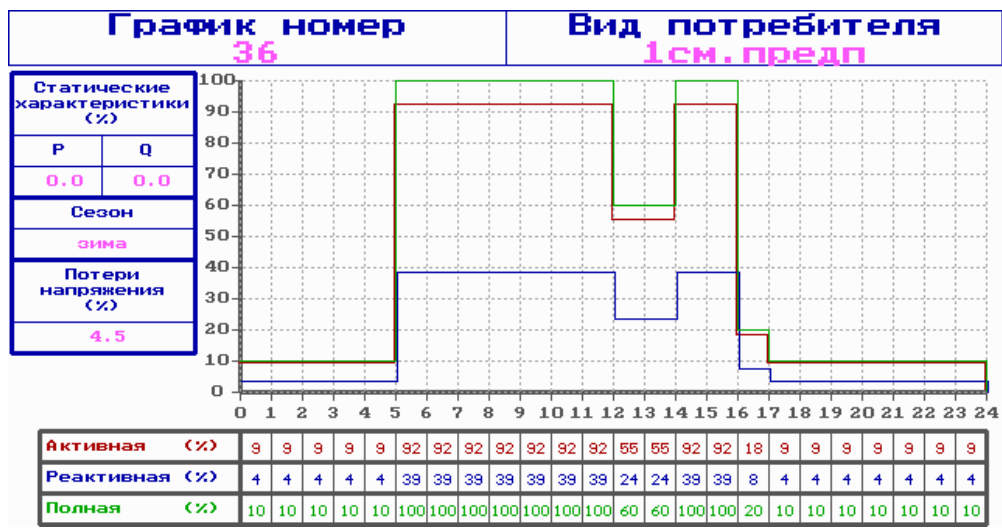


Рисунок 3.2 – Типовий графік електричного навантаження одно змінного підприємства

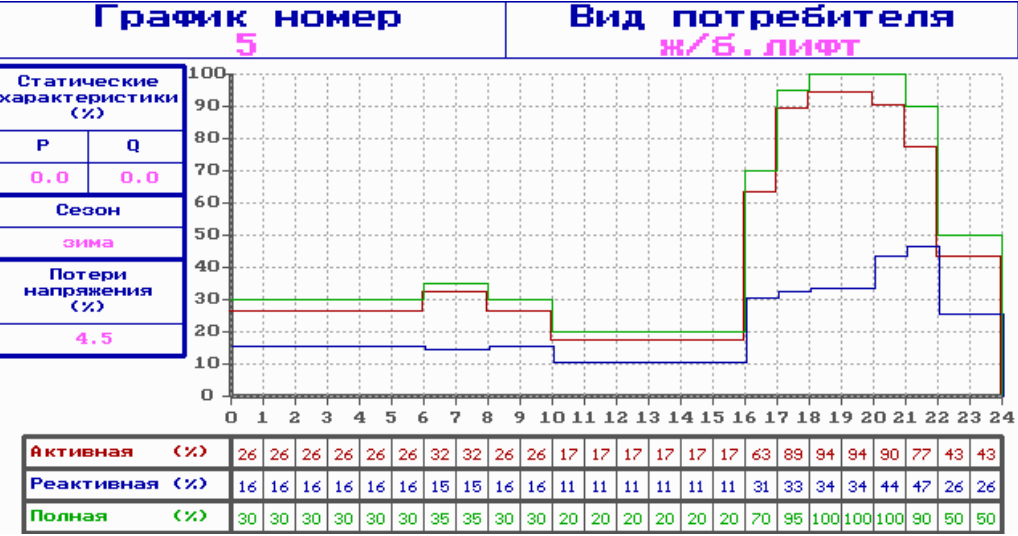


Рисунок 3.3 –Типовий графік електричного навантаження житлового багатоповерхового будинку з ліфтами

На рисунку 3.4 зображено графік роботи ДРГ. Максимальна потужність ДРГ 800 кВт, що складає 30% від загального навантаження лінії.

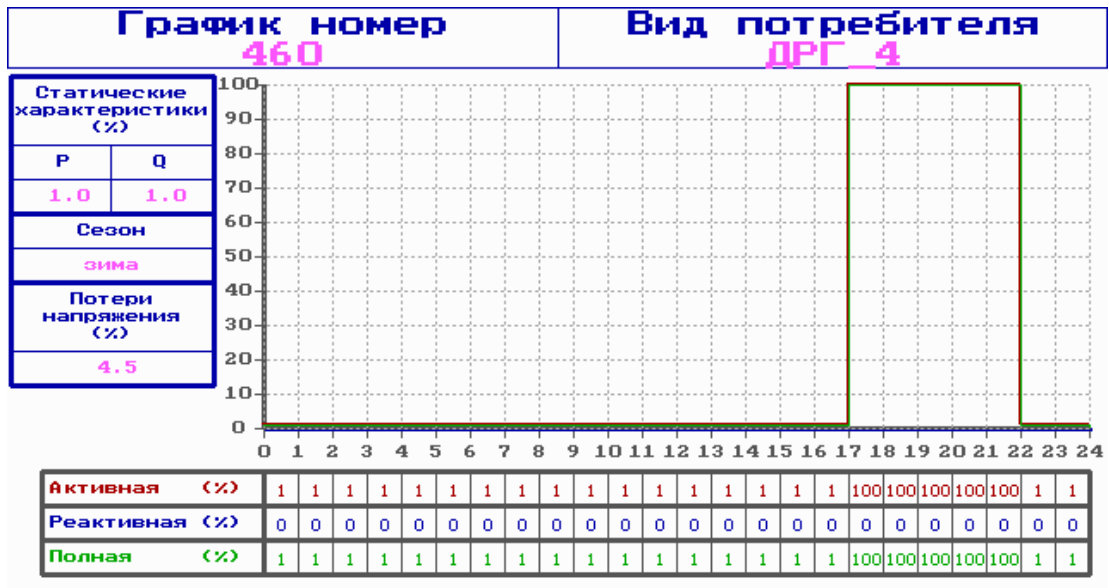


Рисунок 3.4 – Графік генерації розглядаємо газу генератора

Проведемо розрахунок втрат електричної енергії в лінії розподіленої електричної мережі яка представлена була раніше з підключеним в першій точці джерелом розосередженої генерації, а саме на ТП-13 представлено на рисунку 3.5. Результат представлено в таблиці 3.3.

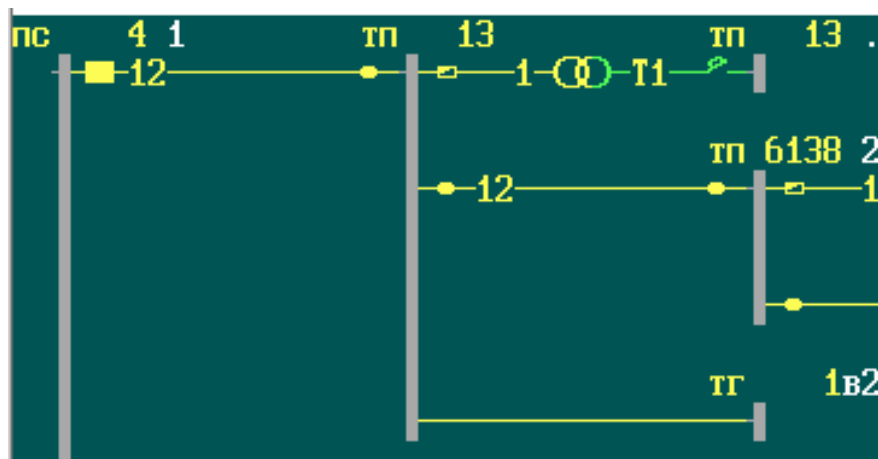


Рисунок 3.5 – Підключення джерела розосередженої генерації на початку лінії до ТП-13

Таблиця 3.3 – результати впливу джерела розосередженої генерації на втрати електричної енергії на ТП-13.

п п/п	Источни к Питания	Группа элементов сети	Пропуск электро- энергии [МВт*час]	Потери электроэнергии и ----- [МВт*час]	Отношение потерь	
					-----	в группах
					[%]	к общим %
1	пс 4 112 12	Линии- пит.	1016	26.82	2.64	26.64
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии- связи		0.00	0.00	0.00
		Линии- распр	966	42.57	4.19	42.29
		ТР -медь	1188	10.00	0.84	9.94
		-сталь		21.27	1.79	21.13
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1016	100.66	9.91	100.00
2	ВСЕГО	Линии- пит.	1016	26.82	2.64	26.64
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии- связи		0.00	0.00	0.00
		Линии- распр	966	42.57	4.19	42.29
		ТР -медь	1188	10.00	0.84	9.94
		-сталь		21.27	1.79	21.13
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1016	100.66	9.91	100.00

Провівши розрахунок втрат електричної енергії в лінії розподіленої електричної мережі з підключеним в останній точці джерелом розосередженої генерації, а саме на ТП-1341 представлено на рисунку 3.6. Результат представлено в таблиці 3.4.

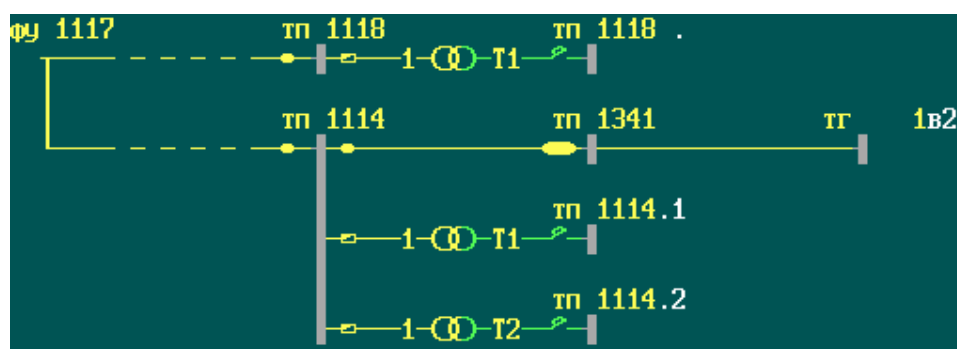


Рисунок 3.6 – Підключення джерела розосередженої генерації на початку лінії до ТП-1341

Таблиця 3.4 – результати впливу джерела розосередженої генерації на втрати електричної енергії на ТП-1341.

п п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск электро- энергии [МВт*час]	Потери электроэнергии ----- [МВт*час]	Отношение потерь	
					-----	в группах
					[%]	к общим %
1	пс 4 112 12	Линии- пит.	1018	26.86	2.64	30.39
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии- связи		0.00	0.00	0.00
		Линии- распр	975	29.75	2.92	33.67
		ТР -медь	1200	10.25	0.85	11.60
		-сталь		21.51	1.79	24.34
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1018	88.37	8.68	100.00
2	ВСЕГО	Линии- пит.	1018	26.86	2.64	30.39
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии- связи		0.00	0.00	0.00
		Линии- распр	975	29.75	2.92	33.67
		ТР -медь	1200	10.25	0.85	11.60
		-сталь		21.51	1.79	24.34
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1018	88.37	8.68	100.00

Всі проміжні розрахунки занесені до таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати впливу джерела розосередженої генерації на втрати електричної енергії в розподільних електричних мережах.

№ ТП	Втрати електричної енергії, %
ТП-13	6,83
ТП-6138 Іс.	6,15
ТП-6138 Іс.	6,15
ТП-953	5,91
ТП-1149 Іс.	5,87
ТП-6131	5,84
ТП-279	5,83
ТП-715	5,85
ТП-6129	6,03
ТП-1149 Іс.	5,87
ТП-777	5,84
ТП-1229	5,87
ТП-1228	5,53
ТП-1115	5,64
ТП-1117	5,44
ТП-1118	5,44
ТП-1114	5,45
ТП-1341	5,56

На основі проведених розрахунків можемо провести ще одне дослідження яке покаже нам о котрій годині протягом доби найкраще буде використовувати джерело розосередженої генерації.

3.2 Вибір оптимального часу використання джерела розосередженої генерації

Підвищення ефективності управління режимом мережі – задача в загальному випадку багатокритеріальна. Основними показниками режиму, що підлягають оптимізації, є втрати потужності і енергії, надійність електропостачання, якість електричної енергії.

Підприємства електричних мереж мають щорічно виконувати структурний аналіз втрат електроенергії і розробляти заходи з їх зниження. В якості оптимізуючих заходів є багато методів, наприклад, знаходження точок оптимального розмикання мережі. Ми використаємо метод знаходження оптимального часу підключення та використання джерела розосередженої генерації.

Провівши в попередньому розділі розрахунки для вибору оптимального місця підключення джерела розосередженої генерації в розподільній електричній мережі, вибираємо ТП-1118.

На рисунку 3.7 зображено графік роботи ДРГ. Максимальна потужність ДРГ 800 кВт.

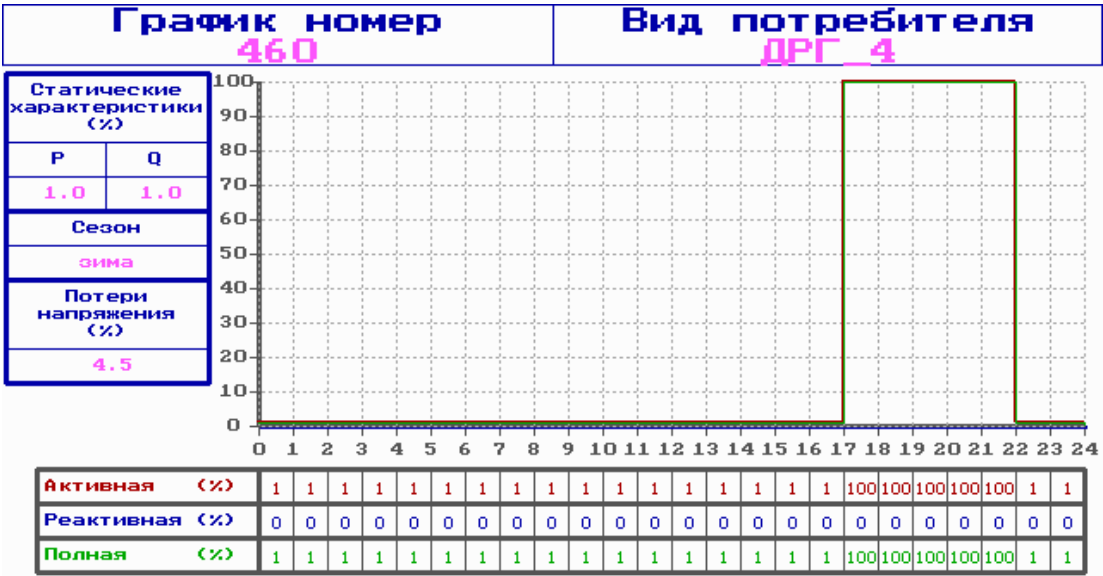


Рисунок 3.7 – Графік генерації розглядаємого газо генератора

Проведемо розрахунок втрат електричної енергії в лінії розподіленої електричної мережі яка представлена була раніше з підключеним джерелом розосередженої генерації на ТП-1118 представлено на рисунку 3.8. Результат представлено в таблиці 3.6.

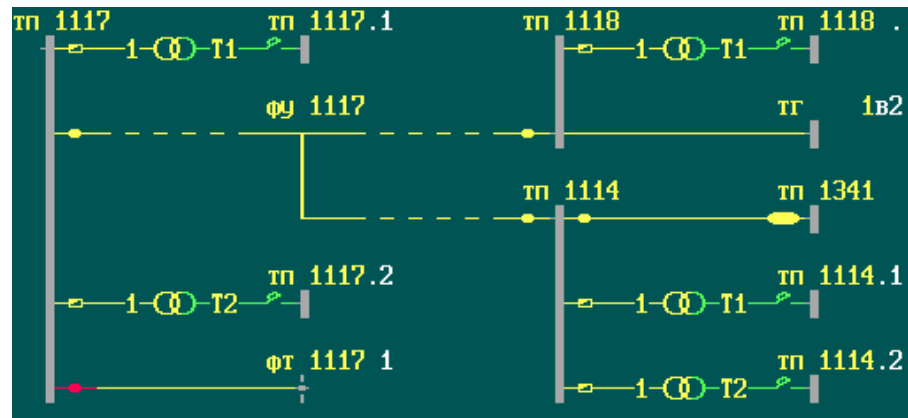


Рисунок 3.8 – Підключення джерела розосередженої генерації до ТП-1118

Таблиця 3.6 – результат впливу джерела розосередженої генерації на втрати електричної енергії на ТП-1118.

п п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск электро- энергии [МВт*час]	Потери электроэнергии ----- [МВт*час]	Отношение потерь	
					-----	в группах
					[%]	к общим %
1	пс 4 112 12	Линии- пит.	1150	30.70	2.67	32.42
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии- связи		0.00	0.00	0.00
		Линии- распр	1100	32.58	2.83	34.40
		ТР -медь	1194	10.14	0.85	10.71
		-сталь		21.28	1.78	22.47
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1150	94.70	8.23	100.00
2	ВСЕГО	Линии- пит.	1150	30.70	2.67	32.42
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии- связи		0.00	0.00	0.00
		Линии- распр	1100	32.58	2.83	34.40
		ТР -медь	1194	10.14	0.85	10.71
		-сталь		21.28	1.78	22.47
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1150	94.70	8.23	100.00

Змістимо графік джерела розосередженої генерації на 2 години та проведемо розрахунок втрат електричної енергії в лінії розподіленої електричної мережі з підключеним ДРГ на ТП-1118 представлено на рисунку 3.9. Результат представлено в таблиці 3.7.

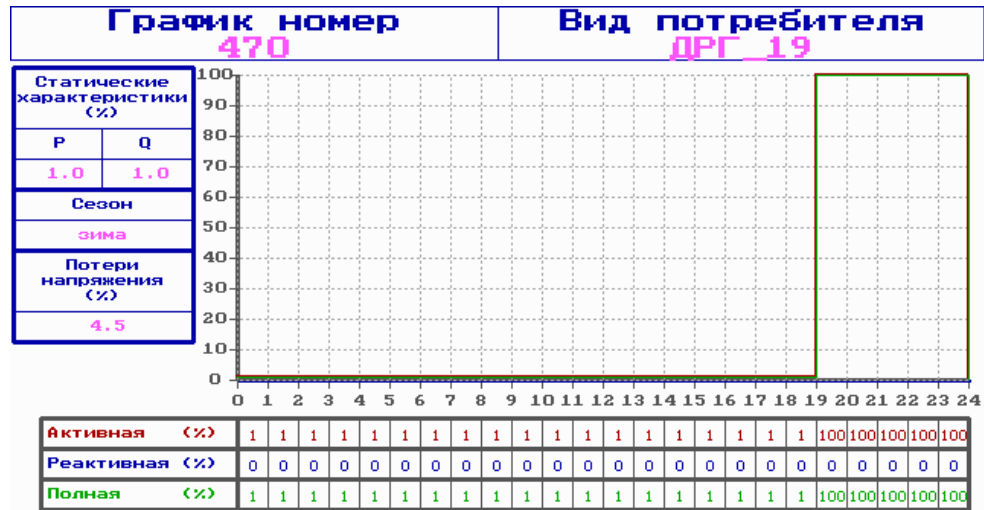


Рисунок 3.9 – Зміщений на 2 години графік генерації розглядаємого газогенератора

Таблиця 3.7 – результат впливу джерела розосередженої генерації на втрати електричної енергії на ТП-1118.

п п/п	Источник Питания	Группа элементов сети	Пропуск электро- энергии [МВт*час]	Потери электроэнергии ----- [МВт*час]	Отношение потерь	
					-----	в группах
					[%]	к общим %
1	пс 4 112 12	Линии- пит.	1148	32.25	2.81	32.86
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии- связи		0.00	0.00	0.00
		Линии- распр	1096	34.52	3.01	35.17
		ТР -медь	1192	10.10	0.85	10.29
		-сталь		21.29	1.79	21.69
		Абонент	0	0.00		

Продовження таблиці 3.7

		Итого	1148	98.16	8.55	100.00
2	ВСЕГО	Линии-пит.	1148	32.25	2.81	32.86
		Реакторы		0.00	0.00	0.00
		Линии-связи		0.00	0.00	0.00
		Линии-распр	1096	34.52	3.01	35.17
		ТР -медь	1192	10.10	0.85	10.29
		-сталь		21.29	1.79	21.69
		Абонент	0	0.00		
		Итого	1148	98.16	8.55	100.00

Всі проміжні розрахунки зведемо до таблиці 3.8. Графік джерела розосередженої генерації будемо зміщувати на дві години.

Таблиця 3.8 – Результати впливу джерела розосередженої генерації на втрати електричної енергії в розподільних електричних мережах.

Години зміни, по ТП-1118	Втрати електричної енергії, %
1-6	6,89
3-8	6,51
5-10	6,44
7-12	6,3
9-14	6,27
11-16	6,28
13-18	6,16
15-20	5,79
17-22	5,5
19-24	5,82
21-2	6,42
23-4	6,76

Висновки до 3 розділу

1. Запропоновано та зроблено розрахунок втрат електричної енергії коли до розподільної електричної мережі підключено джерело розосередженої генерації. Проведено аналіз по втратах електричної енергії та вибрано оптимальне місце підключення джерела розосередженої генерації, а саме до на лінії ТП-1117 – ТП-1341 в середину лінії до ТП-1118.

2. Зроблений вибір оптимального часу використання джерела розосередженої генерації, яке підключене до ТП-1118 в розподільній електричній мережі.

4. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

Ідея проекту полягає у створенні програмного забезпечення, яке буде направлено для використання операторами системи розподілу, електропередавальними компаніями або особами, які використовують ці технології для енергозабезпечення своїх потреб, які зможуть формувати типові графіки джерела розосередженої генерації по реальним ГЕН для свого регіону або споживачів і планувати або прогнозувати режими споживання. Використання споживачами даного програмного продукту передбачає аналіз та оцінка фактичних графіків навантаження наданих споживачем базуючись на актуальних характерних графіках навантаження та оптимальне використання джерела розосередженої генерації.

Опис ідеї стартап-проекту, що розкриє цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів, вказаний у таблиці 4.1 [28].

Таблиця 4.1 - Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрями застосування	Вигоди для користувача
Розробка програмного забезпечення для формування типових графіків по реальним ГЕН для свого регіону або споживачів.	1. Прогнозування або планування режимів споживання електроенергії.	- зниження витрат для споживачів за рахунок ефективного планування режиму роботи
	2. Виконання електричних розрахунків розподільних електричних мережах;	- отримання аналітичних даних для прийняття рішень

Продовження таблиці 4.1

	3. Обчислення втрат електричної енергії в розподільних електричних мереж;	<ul style="list-style-type: none"> – прийняття управлінських рішень; – визначення системи основних принципів та закономірностей; – ухвалення та реалізація новацій операторами системи розподілу
--	---	---

Визначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

Наразі немає конкурента оскільки кодекс системи розподілу прийнятий недавно і до кінця року зараз відбувається процес отримання ліцензій для операторів системи розподілу це нові суб'єкти в електроенергетиці.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу необхідно провести аудит технології, за допомогою якої можна реалізувати ідею проекту (технології створення товару).

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз складових, що зображені у таблиці 4.2 [28].

Таблиця 4.2 - Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1.	Розробка програмного забезпечення для формування типових графіків джерел розосередженої генерації	Мова програмування Java	наявна	доступна
2.	Графік електричного навантаження	Мова програмування PHP	наявна	доступна
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: мова програмування JavaScript				

Хоча мова програмування Java дозволить легко написати роботу програми у мережі Інтернет, проте мова програмування PHP дозволяє реалізувати ідеї проекту набагато швидше та дешевше. Тому обрана технологія реалізації ідеї проекту: мова програмування PHP.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Аналіз ринкового середовища: складання таблиці факторів, що сприяють ринковому впровадженню проекту, та факторів, що йому перешкоджають, ці фактори перераховані у таблицях 4.3 і 4.4 відповідно [28]. Фактори в таблиці подаються в порядку зменшення значущості.

Таблиця 4.3 - Фактори загроз

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1.	Складне економічне становище в країні	Брак коштів щодо реалізації програмного продукту	Зниження ціни
2.	Конкуренція	Створення аналогічного програмного забезпечення з дешевшою ціною	Зниження ціни

Таблиця 4.4 - Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1.	Розвиток програмного забезпечення	Створення і оновлення функцій, розширення можливостей	Реклама продукту
2.	Нове програмне забезпечення	Створення нового програмного забезпечення, якого не було на українському ринку	Реклама продукту

Фінальним етапом ринкового аналізу можливостей впровадження проекту є складання SWOT-аналізу - матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities), SWOT-аналіз продемонстрований у таблиці 4.5.

Перелік ринкових загроз та ринкових можливостей складається на основі аналізу факторів загроз та факторів можливостей маркетингового середовища. Ринкові загрози та ринкові можливості є наслідками (прогнозованими результатами) впливу факторів, і, на відміну від них, ще не є реалізованими на ринку та мають певну ймовірність здійснення. Наприклад: зниження доходів потенційних споживачів – фактор загрози, на основі якого можна зробити прогноз щодо посилення значущості цінового фактору при виборі товару та відповідно, – цінової конкуренції (а це вже – ринкова загроза).

Таблиця 4.5 – SWOT- аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: - стартап-проект є монополістом на ринку України; - постійна онлайн підтримка програмного забезпечення; - періодичне інформування користувача;	Слабкі сторони: - вимагає підключення до мережі Інтернет; - відсутність зацікавлення у незаможних громадян;
Можливості: - розвиток програмного забезпечення; - легкий доступ до програмного забезпечення;	Загрози: - складне економічне становище в країні; - конкуренція.

4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів. Вибір цільових груп потенційних споживачів проведений у таблиці 4.6 [28].

Таблиця 4.6 - Вибір цільових груп потенційних споживачів

№ п/п	Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів прийняти продукт	Орієнтовний попит в межах цільової групи (сегменту)	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
1.	Електропередавальні компанії	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
2.	Інвестори	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
3.	Державні органи влади	Часткова готовність	Високий	Помірна	Складно
Які цільові групи обрано: електропередавальні компанії					

Оскільки компанія зосереджується на одному сегменті – вона обирає стратегію концентрованого маркетингу.

4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Визначення ключових переваг концепції потенційного товару показано у таблиці 4.7 [28].

Таблиця 4.7 - Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

№ п/п	Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами (існуючі, або такі, що потрібно створити)
1.	Надійність та захищеність	Індивідуальний доступ (ключ) для кожного клієнта	Індивідуальний доступ
2.	Повнота даних	Аналіз даних по кожному об'єкту	Повнота даних по всім РДЕ
3.	Достовірність інформації	Інформація отримана напряму від реальних ГЕН	Інформація є достовірною та перевіреною
4.	Підтримка та оновлення	Створення і оновлення функцій, розширення можливостей	Врахування індивідуальних побажань клієнтів, перед кожним

Концепція, згідно з якою компанія ретельно обмірковує і координує роботу своїх численних каналів комунікації називається концепція маркетингової комунікації, вона продемонстрована у таблиці 4.8. Це робиться з метою вироблення чіткого, послідовного і переконливого уявлення у споживачів про продукт. Спрямована на інформування, переконання, нагадування споживачам та ринку в цілому про продукт і діяльність [28].

Таблиця 4.8 - Концепція маркетингової комунікації

№ п/ п	Цільові групи	Канали комунікації, якими користують ся цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонува ння	Завдання рекламного повідомле ння	Концепція рекламного звернення
1.	Електропередавальні компанії	Інтернет	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність
2.	Інвестори	Інтернет	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність
3.	Державні органи влади	Інтернет	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність

Висновки до 4 розділу

1. Розроблено стартап-проект, ідея якого полягає у створенні програмного забезпечення, яке буде направлено для використання операторами системи розподілу, електропередавальними компаніями або особами, які використовують ці технології для енергозабезпечення своїх потреб.

2. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту показав, що даний продукт вразливий до таких загроз як слабка купівельна спроможність громадян та посилена конкуренція, проте цим загрозам можна протистояти якщо знизити ціну на продукт.

3. Дослідження дозволило визначити, що найбільший попит серед всіх цільових груп матимуть електропередавальні компанії.

4. Огляд довів, що бар'єром для впровадження стартап-проекту буде відсутність зацікавлення у незаможних громадян та вимога до постійного підключення до мережі Інтернет.

5. Аналіз підтвердив, що підтримка проекту в режимі он-лайн і регулярне оновлення програмного продукту дає можливість бути комерційно привабливим цьому проекту для інвесторів і електропередавальних компаній.

ВИСНОВКИ

За результатами проведеного дослідження отримані наступні результати:

1. Проведено комплексне дослідження для вирішення питань використання джерел розосередженої генерації та їх впливу на втрату потужності.
2. Визначені методи та моделі оцінювання режимів втрати електричної енергії .
3. Показані та отримані географічні та аналітичні значення, що характеризують вплив джерел розосередженої генерації на втрату потужності в розподільних електричних мережах.
4. Запропонована модель для підвищення ефективності використання джерел розосередженої генерації.
5. Запропонований стартап-проект передбачає створення математичного апарату для формування графіків ДРГ по реальним даним графікам електричного навантаження.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гончар М.І. Деякі аспекти вибору напруги 20 кВ для сільських розподільних мереж / М.І. Гончар, С.А. Попадченко // Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. П. Василенка. Вип. 130. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України" /ХНТУСГ. – Х., 2012. – С. 6 – 8.
2. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проектів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу [Електронний ресурс]: презентація. –НКРЕКП. – Київ, 2016. – Режим доступу: <http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669> – URL.
3. Закон України від 16.10.1997 № 575/97- ВР «Про електроенергетику» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>.
4. Фишов А.Г. Исследование реконфигурации электрических сетей с распределенной генерацией в аварийных режимах / А.Г. Фишов , И.А. Ефремов , Б.Б. Мукатов // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации.– 2014. – № 4 (25). – С. 90–103. – DOI: 10.17212/1727–2769–2014–490–103.
5. Циганенко Б.В. Оптимальна реконфігурація розподільної електричної мережі / Б. В. Циганенко // Технічна електродинаміка. – 2016. – №5. – С.55–57.
6. Червоненкис Я.М. Об оптимальной системе напряжений для городских и сельских электросетей / Я.М. Червоненкис, Л.М. Фингер // Электричество. – 1965.– №7. – С.11–15.
7. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах // Технічна електродинаміка. — 2011. — № 1. — С. 46—53

8. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А., Хоменко В.О. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. – 2011. – № 1. – С. 104–108.
9. Cutsem V. Voltage Stability of Electric Power Systems. – Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. – 379 p.
10. J. P. Lopes, et al., "Defining control strategies for microgrids islanded operation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, pp. 916-924, 2006
11. Максимов Б. К. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ с применением реклоузеров с целью повышения надёжности электроснабжения потребителей / Б. К. Максимов, В. В. Воротницкий // Электротехника. –2005. – №10. – С. 10–13.
12. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні [Електронний ресурс]. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://abc.in.ua/wp-content/uploads/2017/03/Rozvitok-VDE-v-Ukrai-ni.pdf>.
13. Кириленко О.В., Праховник А.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови // Праці Інституту електродинаміки. Спеціальний випуск. – 2010. – С. 10-16.
14. Про внесення зміни до Закону України "Про електроенергетику" щодо коефіцієнтів "зеленого" тарифу для електроенергії, виробленої з використанням альтернативних джерел енергії [Електронний ресурс]. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1804-19>.
15. Жильцов А. В., Гай О.В., Бодунов В.М. Алгоритм встановлення джерел розподіленої генерації в електричних мережах // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2011. – Вип. 59.– С. 3–7.
16. Международное энергетическое агентство [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.iea.org/russian/>.

17. IBK-СЕС [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:
<http://4-i-5.ru/text-3/page-5-ref-1235.php>.
18. IBK-СЕС [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:
<https://lektsii.org/5-1235.html>.
19. Савчук Т.О. Використання кластерного аналізу для вирішення задач цільового маркетингу / Т.О. Савчук, Р.А. Луженецький //Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах. -2011.- №2.- С. 144-148.
20. Воротніцкій В.Е., Железко Ю.С., Казанцев В.М. Втрати електроенергії в електричних мережах енергосистем. - М.: Вища школа, 1983. - 368с.
21. Гражевська Н. Використання методів кластерного аналізу при багатовимірній періодизації та типологізації в дослідженні закономірностей глобалізації країн світу / Н. Гражевська, Н. Ковтун// Вісник київського національного університету ім.. Т.Г. Шевченка. Економіка. -117/2010. - С. 4-7.
22. План розвитку оператора системи розподілу [Електронний ресурс] // 2019 – Режим доступу до ресурсу:
<https://www.toe.com.ua/dload/%D0%A2%D0%9E%D0%9C%201.%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%BD%20%D1%80%D0%BE%D0%B7%D0%B2%D0%B8%D1%82%D0%BA%D1%83%20%D1%83%D1%82%D0%BE%D1%87%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B9.pdf>.
23. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах // Техн. електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–53.
24. 2. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Трач І.В. Основні проблеми інтеграції відновлюваних джерел електроенергії в «слабкі» мережі // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 25–26.
25. 3. Лук'яненко Л.М., Гончаренко І.С., Блонська О.В. Визначення оптимальних місць встановлення та величин потужності відновлюваних джерел енергії // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2014. – Вип. 37. – С. 26–33.

26. 4. Akorede M.F., Hizam H., Aris I., Ab Kadir M.Z.A. A Review of Strategies for Optimal Placement of Distributed Generation in Power Distribution Systems // Research Journal of Applied Sciences. – 2010. – No. 5 (2). – P. 137–145.

27. Lukianenko L.M., Goncharenko I.S., Blonska O.V. Determination of the Optimal Placement and Capacity of Distributed Generation // Proceedings of the IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS-2014). – 2014. – P. 159–162.

28. Розроблення стартап-проекту : Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.